



Escuela
Universitaria
Ingeniería
Técnica
Industrial
ZARAGOZA

PROYECTO FINAL DE CARRERA

“Posibilidades de la energía solar para las tecnologías del ciclo integral del agua”

AUTOR

David Antonio Sanz García

DIRECTORAS PROYECTO

Amaya Martínez Gracia

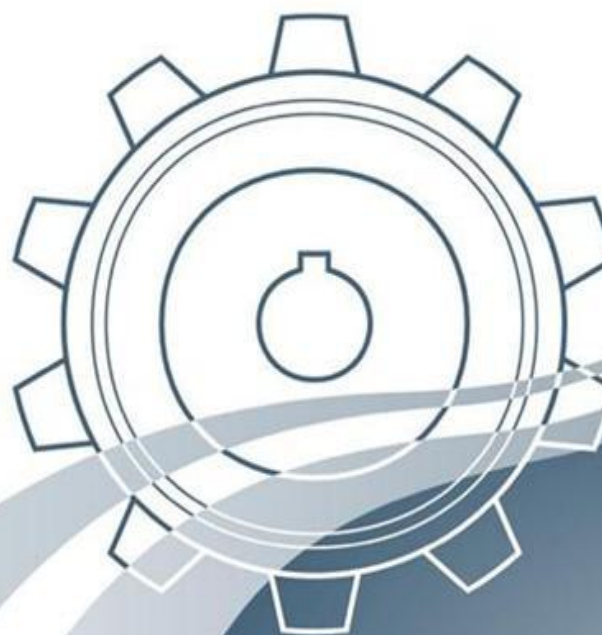
Natalia Dejo Oricain

ESPECIALIDAD

Mecánica

CONVOCATORIA

Marzo 2011



ÍNDICE

OBJETO DEL PROYECTO	1
1. CICLO INTEGRAL DEL AGUA.....	3
1.1 INTRODUCCIÓN AL CICLO INTEGRAL DEL AGUA	4
1.2 DESCRIPCIÓN DEL CICLO INTEGRAL DEL AGUA.....	6
1.2.1 CAPTACIÓN	6
1.2.1.1 CAPTACIÓN SUMERGIDA	7
1.2.1.2 CAPTACIÓN LATERAL	7
1.2.1.3 CAPTACIÓN EN LAGOS, LAGUNAS Y EMBALSES	7
1.2.1.4 CAPTACIÓN FLOTANTE CON ELEVACIÓN MECÁNICA	8
1.2.1.5 CAPTACIÓN MÓVIL CON ELEVACIÓN MECÁNICA.....	8
1.2.1.6 CAPTACIÓN DE MANANTIALES.....	8
1.2.1.7 CAPTACIÓN DE ALTA MONTAÑA	8
1.2.1.8 CAPTACIÓN DIRECTA DE AGUA DE LLUVIAS.....	9
1.2.1.9 CAPTACIÓN DE AGUA DE MAR	9
1.2.2 DESALACIÓN	9
1.2.2.1 OSMOSIS INVERSA (OI)	10
1.2.2.2 DESTILACIÓN SÚBITA POR EFECTO FLASH (MSF)	11
1.2.2.3 DESTILACIÓN MULTIEFECTO (MED)	12
1.2.2.4 ELECTRODIÁLISIS (ED)	13
1.2.3 POTABILIZACIÓN.....	14
1.2.4 RED DE ABASTECIMIENTO	15
1.2.4.1 ABASTECIMIENTO POR GRAVEDAD	15
1.2.4.2 ABASTECIMIENTO POR BOMBEO.....	16

1.2.4.3	DEPÓSITOS DE COLA	17
1.2.5	RED DE DISTRIBUCIÓN	17
1.2.5.1	RED RAMIFICADA	18
1.2.5.2	RED MALLADA.....	18
1.2.5.3	RED MIXTA	19
1.2.6	RED DE SANEAMIENTO.....	19
1.2.7	DEPURACIÓN	19
1.2.8	REUTILIZACIÓN	20
1.2.9	VERTIDO	21
1.3	CONSUMOS ENERGÉTICOS	21
1.4	CICLO INTEGRAL DEL AGUA EN ZARAGOZA.....	28
1.4.1	INTRODUCCIÓN	28
1.4.2	CAPTACIÓN	29
1.4.3	POTABILIZACIÓN.....	29
1.4.4	ALMACENAMIENTO.....	30
1.4.5	DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE	30
1.4.6	RED DE SANEAMIENTO.....	31
1.4.7	DEPURACIÓN	31
1.4.8	PLAN FUTURO DE MEJORA DE ZARAGOZA.....	32
1.5	DESCRIPCIÓN DE LAS PLANTAS Y DATOS TÉCNICOS	33
1.5.1	PLANTA POTABILIZADORA DE CASABLANCA	33
1.5.1.1	DATOS TÉCNICOS DE LA ETAP	35
1.5.2	PLANTA DEPURADORA DE LA CARTUJA	37
1.5.2.1	DATOS TÉCNICOS DE LA EDAR.....	41
1.5.3	PLANTA DEPURADORA DE LA ALMOZARA	42

1.5.3.1	DATOS TÉCNICOS DE LA EDAR.....	45
2.	INTEGRACIÓN DE EE.RR. EN EL CICLO INTEGRAL DEL AGUA.....	49
2.1	INTEGRACIÓN DE EE.RR. EN EL CICLO INTEGRAL DEL AGUA ..	50
2.2	INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR.....	51
2.3	DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE ENERGÍA SOLAR.....	51
2.3.1	E. S. FOTOVOLTAICA.....	53
2.3.2	ENERGÍA SOLAR TÉRMICA.....	57
2.3.2.1	E. S. T. BAJA TEMPERATURA.....	58
2.3.2.2	E. S. T. MEDIA TEMPERATURA.....	61
2.3.2.3	E. S. T. ALTA TEMPERATURA.....	64
2.4	TECNOLOGÍAS DE ENERGÍA SOLAR ADECUADAS PARA EL CICLO INTEGRAL DEL AGUA.....	67
2.4.1	TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	68
2.4.2	TECNOLOGÍA TERMOSOLAR DE CONCENTRACIÓN	72
2.5	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL CICLO DEL AGUA DE ZARAGOZA. CÁLCULOS.....	74
2.5.1	RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO	74
2.5.2	PROCESO DE RESOLUCIÓN.....	75
2.5.3	RESULTADOS PARA E. S. FOTOVOLTAICA	82
2.5.3.1	RESULTADOS ETAP CASABLANCA	82
2.5.3.2	RESULTADOS EDAR LA CARTUJA.....	86
2.5.3.3	RESULTADOS EDAR LA ALMOZARA.....	90
2.6	ENERGÍA SOLAR CON CILINDRO-PARABÓLICOS PARA EL CICLO DEL AGUA DE ZARAGOZA. CÁLCULOS.....	94
2.6.1	RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO	94
2.6.2	MÉTODO DE RESOLUCIÓN.....	96

2.6.3	RESULTADOS DE LAS PLANTAS	101
2.7	RESULTADOS Y CONCLUSIONES	102
3.	VIABILIDAD ECONÓMICA	108
3.1	ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	109
3.1.1	FLUJOS DE CAJA (CASH FLOW).....	111
3.1.2	TASA DE RETORNO (PAY BACK).....	113
3.1.3	VALOR ACTUAL NETO (VAN)	113
3.1.4	TASA INTERNA RENTABILIDAD (TIR)	114
3.1.5	VARIABLES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	115
3.1.6	RESULTADOS Y CONCLUSIONES	118
4.	CONCLUSIONES FINALES	123
5.	ANEXOS.....	126
5.1	ANEXO A: CÁLCULOS EES.....	127
5.1.1	CÁLCULOS FV ETAP CASABLANCA	127
5.1.2	CÁLCULOS FV EDAR LA CARTUJA.....	135
5.1.3	CÁLCULOS FV EDAR LA ALMOZARA.....	140
5.1.4	CÁLCULOS CCP	145
5.2	ANEXO B: CÁLCULOS ANÁLISIS ECONÓMICOS	147
5.2.1	ANÁLISIS ECONÓMICOS CASABLANCA	147
5.2.2	ANÁLISIS ECONÓMICOS LA CARTUJA.....	155
5.2.3	ANÁLISIS ECONÓMICOS LA ALMOZARA	163
6.	LISTA DE FIGURAS.....	172
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	178

OBJETO DEL PROYECTO

Dentro de un contexto en el que las necesidades energéticas para proporcionar agua en cantidad y calidad suficiente van en aumento, se ha considerado interesante realizar unos cálculos básicos para estimar la forma del abastecimiento energético del ciclo del agua con fuentes renovables.

Siempre ha existido un interés de la conexión agua-energía, tradicionalmente con la obtención de energía hidroeléctrica a partir de la energía potencial del agua. Y ahora, las energías renovables están llamadas a jugar un papel importante en el abastecimiento de energía en el nuevo contexto socioeconómico actual. En particular, las tecnologías solares ofrecen importantes posibilidades.

De este modo, el objeto de este proyecto fin de carrera es **analizar las posibilidades de integración de la energía solar como fuente de energía primaria en las instalaciones básicas de depuración y saneamiento del ciclo del agua en Zaragoza.**

1. CICLO INTEGRAL DEL AGUA

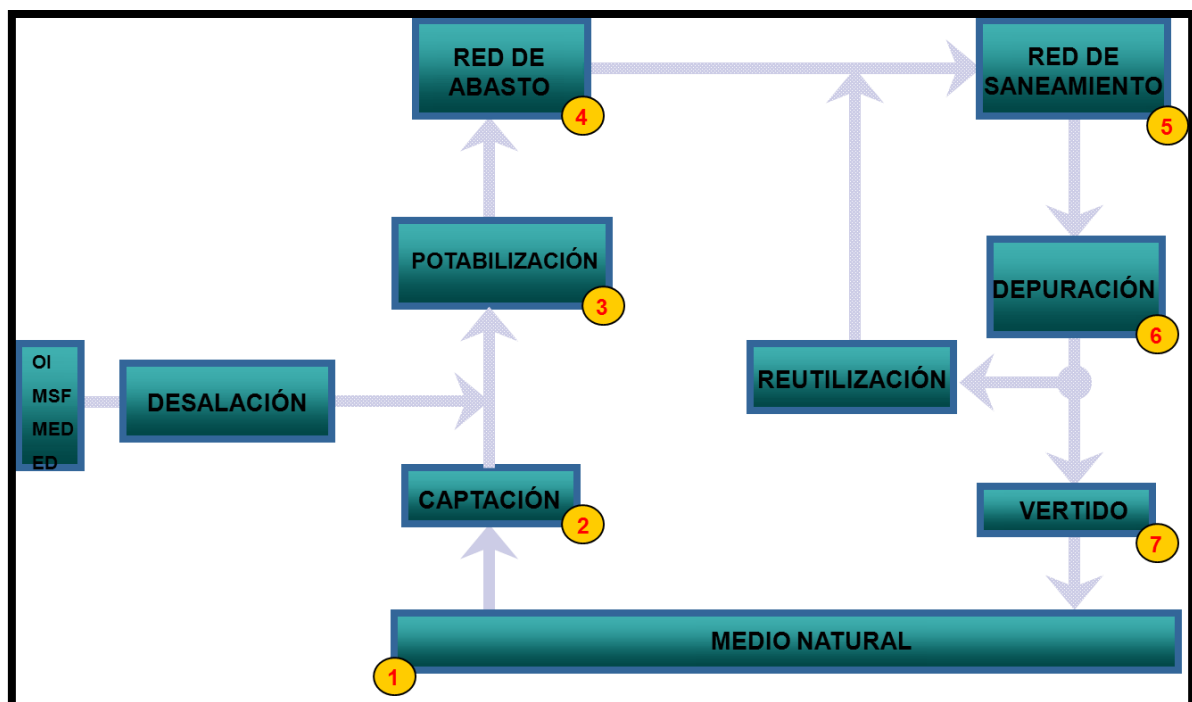
1.1 INTRODUCCIÓN AL CICLO INTEGRAL DEL AGUA

El ciclo integral del agua no debe confundirse con el ciclo del agua o ciclo hidrológico, porque en este último no existe interacción humana. El ciclo hidrológico resumidamente, consiste en que según la temperatura a la que se encuentre el contenido de agua de la atmosfera, dará lugar a cambios de estado, dando como resultado nubes, lluvias o nieves. Al caer el agua a la superficie de la tierra se dispersa y se almacena en ella de diferentes formas como nieve, ríos, acuíferos, que antes o más tarde llegará a grandes masas de agua en diferentes zonas del planeta o será recogida por la cubierta vegetal, volviendo a la atmosfera mediante su evaporación (*Martínez Lorente, F. 2003*).

El ciclo integral del agua consiste en utilizar los diferentes recursos hídricos que existen a nuestro alrededor para ser utilizados por el ser humano en diferentes usos como: agrícolas, industriales, municipales, energéticos, recreativos y ecológicos. Se comienza con la fase de captación de distintas fuentes de las que podemos obtener agua como los embalses, ríos, lagos, pozos, manantiales, agua de mar y agua salubre. Luego se transporta hasta las plantas de tratamiento de agua potable, mediante canales o tuberías, para después ser tratadas física y químicamente cumpliendo sanitariamente los requisitos exigidos. Después se envía desde los depósitos de servicio hasta los diferentes tipos y lugares de consumo, y una vez usada, se evacua mediante una red de alcantarillado que la lleva a la depuradora, en donde una parte de ella se reutiliza de nuevo, y la otra, se vierte a un medio natural o se destina a un nuevo uso (*AGA, 2010*).



[Figura 1] Imagen del ciclo integral del agua urbano.
(www.aqualia.es)



[Figura 2] Esquema partes del ciclo integral del agua.
(Martínez A., 2009)

1.2 DESCRIPCIÓN DEL CICLO INTEGRAL DEL AGUA

En este apartado, se describen las distintas etapas del ciclo integral del agua: captación, potabilización, red de abastecimiento, red de distribución, depuración, reutilización y por último el vertido al medio natural. También se ha tenido en cuenta la desalación en un apartado propio intermedio entre captación y potabilización, ya que es una captación de agua alternativa, y también es un tratamiento de potabilización del agua de mar. De esta forma se podrán identificar las necesidades energéticas en cada una de las etapas.

1.2.1 CAPTACIÓN

La captación es el punto de partida del sistema de abastecimiento, entendiéndose por ello, un conjunto de elementos y procesos técnicos que garantiza que el agua llegue desde el lugar de captación al punto de consumo en condiciones correctas tanto en calidad como en cantidad. Todo ello respetando la legislación vigente y los recursos hídricos disponibles, tanto como la garantía de utilización de estos. Quedando asegurada la adecuada protección sanitaria de los acuíferos, cauces y zonas de captación.

En la captación del ciclo integral del agua, se obtiene el agua de fuentes superficiales (embalses, lagos, ríos y mares) y subterráneas (pozos y manantiales), para después utilizarla en diferentes usos (*Mariña, A., 2004*).

A continuación se tratan los tipos de captación que existen.

1.2.1.1 CAPTACIÓN SUMERGIDA

Son estructuras que se ubican en los fondos de los cauces, tienen forma de canal o pueden ser de tubos perforados, aunque admiten diferentes formas. Estas estructuras se suelen proteger con rejillas, piedras, u otros dispositivos para evitar que se dañen (*Gob. Chile, 2008*).

1.2.1.2 CAPTACIÓN LATERAL

Son estructuras que se ubican en las orillas de los cauces, normalmente a un ángulo de 45 grados con la dirección del cauce del río, y a una altura conveniente tanto para asegurar la captación, como para tener en cuenta posibles aumentos de caudal, consiguiendo así que parte del caudal entre para luego ser llevado por un canal o tubería (*Gob. Chile, 2008*).

1.2.1.3 CAPTACIÓN EN LAGOS, LAGUNAS Y EMBALSES

En lagos y lagunas, son estructuras que se deben ubicar lo más lejos posible de la orilla y tienen que cumplir una determinada altura entre el fondo y la superficie. Según el volumen de agua podremos captar agua a diferentes niveles mediante la proyección de torres (*Gob. Chile, 2008*).

En los embalses la forma de retención de agua es la construcción de una barrera superficial o presa, pudiendo ser de tierra, de material pétreo, de gravedad en hormigón o mampostería, que se interpone en el curso natural de un río. Estos deben de ser capaces de almacenar en época de lluvia una cantidad tal que contrarreste el déficit de agua en época de sequía y satisfaga las diferentes demandas de uso (*Valdez, E. C., 2005*).

1.2.1.4 CAPTACIÓN FLOTANTE CON ELEVACIÓN MECÁNICA

Se instala la captación flotante sobre una superficie anclada al fondo o a las orillas, cuando el lugar en concreto, lagos, lagunas o ríos, es poco estable en la variación de altura del agua, aunque sí que se conserva una altura mínima o caudal mínimo en épocas de sequía (*Gob. Chile, 2008*).

1.2.1.5 CAPTACIÓN MÓVIL CON ELEVACIÓN MECÁNICA

Se suelen instalar estaciones de bombeo que modifican la altura, subiendo o bajando, en ríos con grandes caudales que tienen variaciones de altura importantes según la estación del año en la que se esté. Suelen ir guiados por rieles inclinados instalados en la orilla del río, que modifican la altura de captación, mediante accionamientos mecánicos que están fijamente instalados (*Gob. Chile, 2008*).

1.2.1.6 CAPTACIÓN DE MANANTIALES

Se suele excavar y a la mayor profundidad a la que fluya el agua, se instala una caja subterránea de hormigón reforzado o mampostería de piedra y tabique a la altura del manantial, que por medio de una tubería atraviesa la caja y se extrae el agua (*Valdez, E. C., 2005*).

1.2.1.7 CAPTACIÓN DE ALTA MONTAÑA

Se suele aplicar en ríos que tienen un caudal normalmente reducido, pero que eventualmente tienen grandes crecidas (*Gob. Chile, 2008*).

1.2.1.8 CAPTACIÓN DIRECTA DE AGUA DE LLUVIAS

Se suele aplicar para pequeños consumos, en dónde la superficie de captación suelen ser tejados de casas y otras como superficies de terrazas o de patios. El agua después va a parar a un estanque subterráneo o tapado, en el cual se almacena, para después mediante un tratamiento, ser llevada a consumo (*Gob. Chile, 2008*).

1.2.1.9 CAPTACIÓN DE AGUA DE MAR

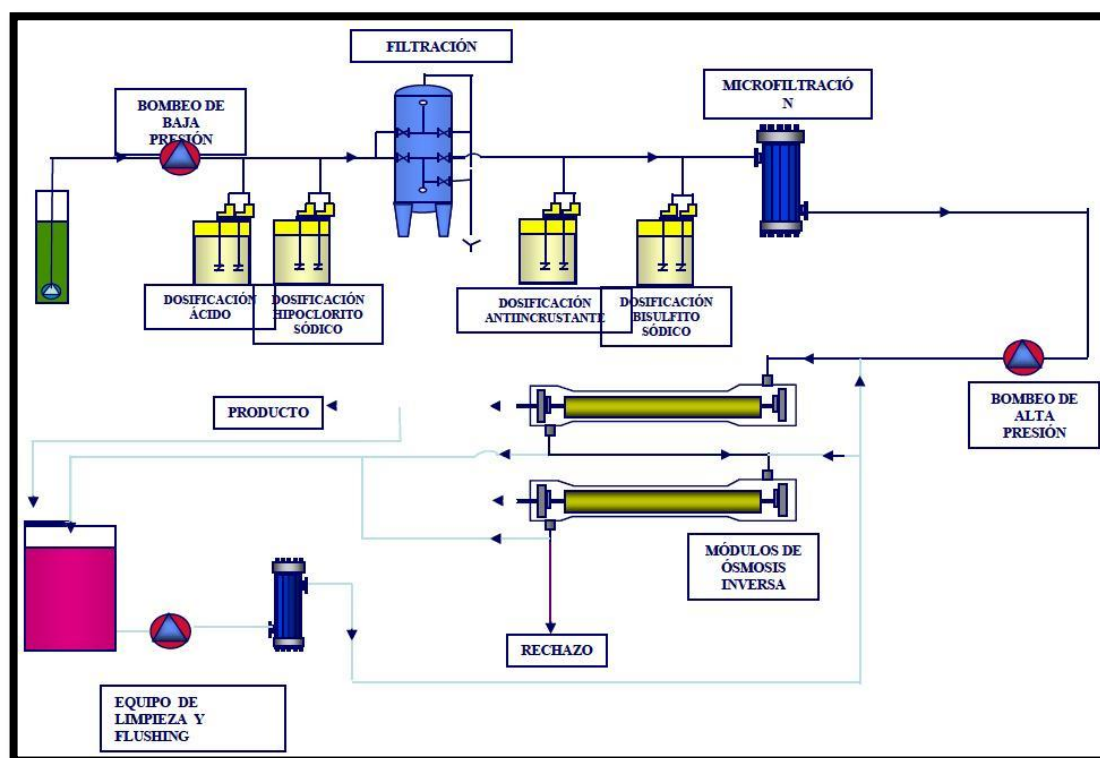
La captación de agua de mar, se suele realizar mediante pozos si la permeabilidad del terreno lo permite, o se recurre directamente a captación mediante tuberías situadas en el lecho marino (*Gob. Chile, 2008*). Es una captación alternativa a las anteriormente comentadas. En el siguiente apartado se hablará de forma más concreta sobre los principales procesos que existen de desalación.

1.2.2 DESALACIÓN

Es un proceso que consiste en separar de una disolución acuosa, dependiendo de la tecnología que se utilice, las sales o el agua, con el fin de obtener agua dulce del proceso para uso humano. Los principales métodos de implantación a nivel mundial, se describen a continuación (*Uche, J. y Valero, A., 2006*).

1.2.2.1 OSMOSIS INVERSA (OI)

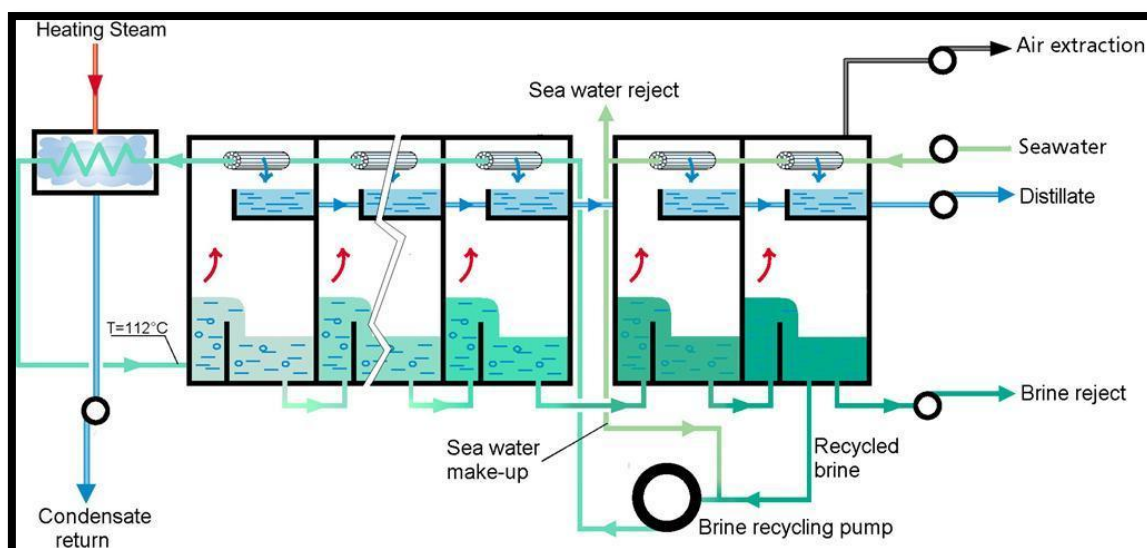
Con esta tecnología se separan el agua de la sal, usando un proceso de filtración mediante energía mecánica. El proceso consiste en comprimir el agua mediante bombeo hacia una membrana semipermeable manteniendo la presión a un valor determinado, según cual sea este valor provocará diferentes niveles de permeado. De este modo una parte del agua atraviesa la membrana con una cantidad muy pequeña de sales obteniendo un agua dulce con una pureza admisible. Y la parte desechada al estar a una presión elevada, se suele recuperar con una turbina el contenido energético que alberga. Es un proceso muy recomendable para aguas salobres debido a que la sal a rechazar es menos que en el agua de mar (Uche, J. y Valero, A., 2006).



[Figura 3] Esquema de desalación por OI.
(Martínez A., 2009)

1.2.2.2 DESTILACIÓN SÚBITA POR EFECTO FLASH (MSF)

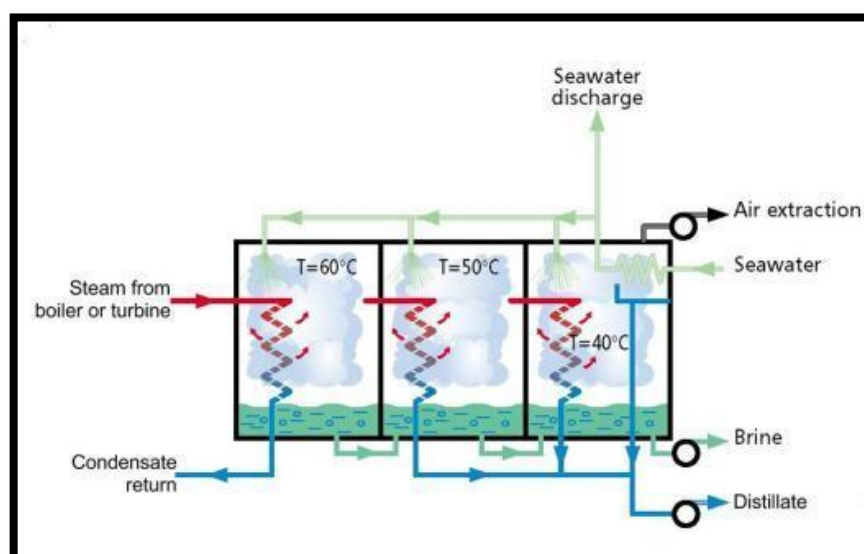
Con esta tecnología se separa el agua de la sal, usando un proceso de evaporación mediante energía térmica. El proceso empieza en el bombeo del agua a lo largo del interior de los tubos de las etapas siendo usados como condensador de un intercambiador térmico sin intercambio de flujo, en dónde se va precalentando a diferente presión en cada etapa que recorre sucesivamente. El agua llega a una zona de intercambio de calor con vapor proveniente de otro proceso ajeno (normalmente de una planta de potencia). Luego el agua evaporada pasa a la parte inferior o evaporador de la cámara flash en dónde se produce una evaporación parcial del agua salada al condensar con los tubos de agua de entrada anteriormente comentados, de esta forma el agua no evaporada pasa a la siguiente etapa más concentrada y así sucesivamente hasta que al final el agua de salmuera que no ha evaporado es tirada de nuevo al mar. Aunque esta agua de salmuera puede ser usada para una recirculación, previo paso por un gasificador que elimina el vapor que quedaba, reduciendo el aporte energético del agua bruta a desalar y el consumo de aditivos químicos, al mezclarla con el agua de entrada a la planta aumentándole la temperatura al agua (Uche, J. y Valero, A., 2006).



[Figura 4] Esquema de una planta de desalación de MSF.
(<http://www.sidem-desalination.com>)

1.2.2.3 DESTILACIÓN MULTIEFECTO (MED)

Con esta tecnología se separa el agua de la sal, usando un proceso de evaporación mediante energía térmica. La destilación se produce de forma natural, para ello en cada etapa, conectadas en serie a diferentes presiones de operación, provocan un punto de ebullición más bajo. Cada efecto o etapa constituye un evaporador-condensador de tubos, en el cual el agua salada aprovecha el calor latente desprendido por la condensación del vapor en la otra parte de los tubos del intercambiador. La primera etapa se nutre de vapor externo de un sistema recuperativo, cómo puede ser una turbina de contrapresión o extracción de una de una de condensación. También existen cámaras flash para evaporar una porción del agua salada que pasa al siguiente efecto o etapa. Finalmente hay un condensador que recoge el agua dulce en la última etapa precalentando el agua de aportación al sistema. Por lo tanto las plantas MED también conforman sistemas de cogeneración que al igual que las MSF consumen parte de energía que iba a ser destinada en producir electricidad (Uche, J. y Valero, A., 2006).

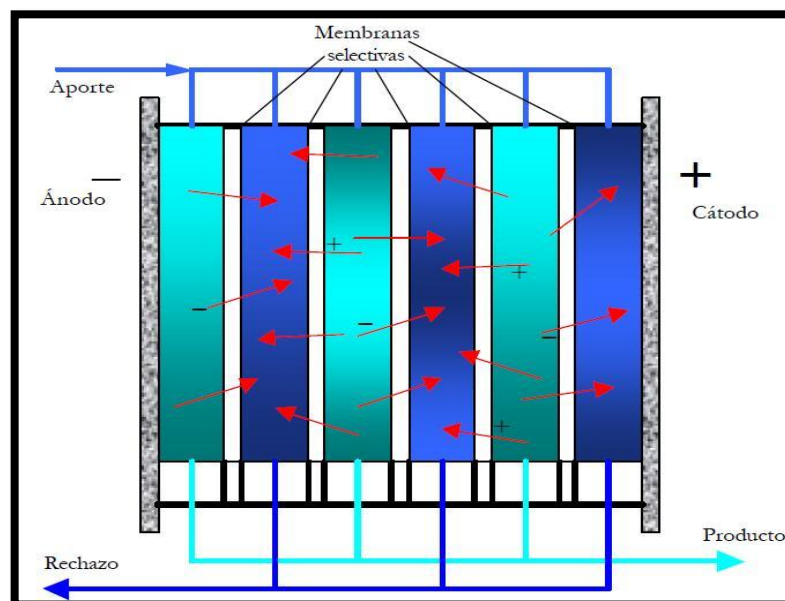


[Figura 5] Esquema de una planta de desalación de MED.

(<http://www.sidem-desalination.com>)

1.2.2.4 ELECTRODIÁLISIS (ED)

Con esta tecnología se separa la sal del agua, usando un proceso de filtración selectiva mediante energía eléctrica. Es apropiado para desalar aguas salobres o para la reutilización de aguas residuales debido a que necesita que la sustancia a tratar esté ionizada, ya que se basa en el efecto de la electrólisis, con la integración de membranas en una posición entre los electrodos. El agua de entrada se somete a una tensión eléctrica de modo que los cationes diluidos son atraídos hacia el polo negativo y los iones hacia el positivo (Uche, J. y Valero, A., 2006).



[Figura 6] Esquema de una planta de desalación de MSF.
(Martínez A., 2009)

1.2.3 POTABILIZACIÓN

El agua captada debe ser apta para el consumo humano, y debido a la absorción rápida de sustancias naturales procedentes de actividades relacionadas con el ser humano, debe ser tratada. Los principales contaminantes del agua son tres, los minerales (metales y compuestos químicos), los orgánicos (detergentes, gasolina, etc.), y los biológicos o microbiológicos (virus, bacterias y parásitos).

Primero se realiza un cribado o desbaste, para eliminar los sólidos flotantes, tales como hierbas acuáticas, basuras, maderas... a la entrada de la planta, en dónde en general, mediante un sistema de compuertas y una válvula reguladora, se regula el caudal de agua.

Luego se añaden coagulantes y floculantes al inicio del tratamiento que facilitan la sedimentación de los materiales disueltos en agua mediante uno o varios mezclador/es en los tanques por los que circula el agua, para posteriormente ir creando flóculos que a través de los decantadores van formando en el fondo un manto de lodos, siendo estos últimos eliminados y tratados correctamente.

El agua decantada pasa a los filtros, atravesando un lecho de arena de grava y antracita, donde quedan retenidas las partículas que no fueron eliminadas en el proceso de decantación. Cada cierto tiempo este filtro de arena es lavado, ya que va perdiendo caudal de agua filtrada al acumularse nuevas sustancias, y este lodo resultante es enviado junto con el de la purga de los decantadores a la línea de tratamiento de lodos.

El agua filtrada se regula sometiéndola a una cloración mediante un tiempo en los tanques de almacenamiento, para así asegurar la eliminación de sustancias patógenas que pueden afectar al ser humano, y que de esta manera, se mantendrá en perfecto estado a lo largo de la red de conducción hasta los puntos de consumo.

En la línea de tratamiento de lodos, el manto de lodos se somete a depósitos de recuperación, purga, espesadores, filtros, y dispensadores de reactivos así como también se usa cal y polielectrolito, y es recirculada y mezclada a la cabecera de la

instalación junto con el agua cruda. Los fangos deshidratados finales son llevados a vertederos autorizados (C. A. Asturias, 2001) (Delgadillo, A. y Ramírez, O., 2005).

1.2.4 RED DE ABASTECIMIENTO

El abastecimiento de agua a una ciudad es diferente de unas a otras dependiendo de la ubicación, cartografía o la superficie a abastecer. Pero la solución elegida debe garantizar en las acometidas de los edificios presiones entre 20 y 40 metros de columna de agua.

Hay dos formas de abastecimiento: abastecimiento por gravedad y abastecimiento por bombeo (Fernández Francos, J., 2007).

1.2.4.1 ABASTECIMIENTO POR GRAVEDAD

El abastecimiento por gravedad es la solución ideal, debido a que no exige consumo eléctrico, pero sólo es factible cuando la captación del agua está a un nivel superior suficiente respecto de la ciudad. Pueden darse diferentes situaciones.

El depósito de agua está próximo a la ciudad, entonces, la regulación de las presiones y del consumo de la red se haría desde el mismo, por lo que suele llamarse también depósito de regulación o principal si existen otros depósitos para otro cometidos.

El depósito de agua está lejos de la ciudad, en el cual conviene instalar otro próximo a ella a un nivel estudiado, inferior al depósito principal, pudiendo estar en serie con el anterior, con el que se alimenta con un caudal casi constante, llenándose en horas de bajo consumo liberando a la red de la sobrepresión al desnivel entre depósitos, y vaciándose en horas punta liberando de las bajas presiones que se originarían si la conducción que une ambos depósitos tuviera que circular el caudal punta. Este segundo depósito, llamado de regulación, ajusta bien

las presiones en la red, por lo que la otra solución es conectar el segundo depósito en paralelo, conectándolo directamente a la conducción que une el depósito principal con la red, haciendo así la regulación el depósito principal, y el segundo depósito, de compensación, compensa la falta de presión y caudal en las horas punta, y por ello no tiene que ser tan grande. Así la influencia de ambos depósitos hace que las presiones en la red a lo largo del día se mantengan en límites aceptables. Cuando el caudal demandado es bajo el de compensación recibe agua del principal, en cambio, si es alto ambos depósitos satisfacen la demanda (*Fernández Francos, J., 2007*).

1.2.4.2 ABASTECIMIENTO POR BOMBEO

Las soluciones pueden ser muy variadas dependiendo de las circunstancias, pero se deberá elegir la más adecuada. Aunque cualquiera que sea incluirá en general la instalación de un depósito próximo a la ciudad, y con la elevación suficiente para poder cubrir las necesidades de presiones en la red.

Si se resolviera el problema sin depósito, el bombeo sería directo a la red y las bombas tendrían que cubrir el caudal punta, por lo que se necesita una estación de bombeo y un diámetro de tubería mayores, aumentando el coste de la instalación. Además tendrían que suministrar un caudal variable, que complicaría su instalación para conseguir un rendimiento adecuado de las bombas. Tendrían que funcionar en las horas punta cuando la energía eléctrica es más cara y la red demanda mayores caudales, y difícilmente serían capaces de regular las presiones adecuadas en la red.

Si se instala un depósito próximo a la ciudad, las bombas tienen que cubrir sólo el caudal medio, siendo constante si es un depósito de regulación o por lo menos más regular si fuese de compensación, aumentando las condiciones de rendimiento. También podemos aprovechar las horas llano y valle, cuando la energía es más barata y no utilizar las horas punta que es más cara, quedando la presión en la red mejor regulada a lo largo del día.

El depósito de compensación o en paralelo, que tiene ventajas respecto al de regulación, tiene menos volumen, pues parte del caudal suministrado por las bombas va directo a la red sin pasar por el mismo. Tampoco tiene que subir al depósito para después bajar, ahorrando energía. Además en las horas valle las bombas alimentan a la vez la red y el depósito, y en cambio, en las horas punta el depósito apoya a las bombas. Por esto, la opción del depósito de compensación exige un mayor cuidado en la selección de los grupos de bombeo, a causa de la variación del caudal suministrado a lo largo del día (*Fernández Francos, J., 2007*).

1.2.4.3 DEPÓSITOS DE COLA

Debido a que las ciudades se van expandiendo y hay que dar abastecimiento a puntos más alejados, pudiendo ser a veces los más bajos de la red, lo que podría originar presiones muy elevadas en horas valle y presiones muy bajas en las horas punta, que podrían cortar el suministro. La solución es la instalación de uno o varios depósitos de cola, en puntos de la red, a niveles de altura algo inferiores al depósito principal. Así en esos puntos la presión no sube tanto en horas valle ya que el depósito de cola se está llenando, ni baja tanto en horas punta debido a que el suministro es combinado por los depósitos, principal y de cola. El depósito de cola se puede unir al principal mediante una o dos tuberías, de diámetros importantes, que atraviesan o rodean la ciudad y la cual, queda conectada a la red en los puntos convenientes (*Fernández Francos, J., 2007*).

1.2.5 RED DE DISTRIBUCIÓN

Las redes de distribución pueden tener infinidad de soluciones, y ante ello prevalecerá la economía para adoptar unas u otras.

Hay diferentes tipos de tuberías como la principales o arterias (alimentan a los demás conductos y no tienen tomas de servicio, además son de gran diámetro), la secundarias (son de menor diámetro y transportan el agua desde las principales hasta las de distribución), las de distribución (dan servicio a los edificios o puntos de consumo en general), y las de ramal o acometida (contienen tuberías y válvulas que conectan la red con las instalaciones interiores de los edificios).

En cuanto a la clasificación de las redes, pueden ser ramificadas, malladas o mixtas (*Fernández Francos, J., 2007*).

1.2.5.1 RED RAMIFICADA

Son como los árboles, hay un depósito troncal que une con una tubería principal de dónde parten las secundarias, y estas a las terciarias... disminuyendo el diámetro circulando el agua en un solo sentido.

Son fáciles de calcular y la instalación es más barata. Pero una rotura puede suponer el corte completo de la red, y en los extremos de la red el agua queda estancada pudiendo contaminarse si no se hacen descargas periódicas. Este sistema será útil en poblaciones pequeñas (*Fernández Francos, J., 2007*).

1.2.5.2 RED MALLADA

Las tuberías principales se conectan entre sí formando una trama, así pues cada punto de la red se alimenta por izquierda y derecha, siendo mejor el reparto de presiones. Además no se estanca el agua en ningún punto y en caso de avería los puntos de consumo afectados quedarían alimentados por el otro extremo de la línea (*Fernández Francos, J., 2007*).

1.2.5.3 RED MIXTA

Es la elección de la red mallada, con puntos fuera de la malla que convenga alimentarlos mediante ramificaciones, siendo esta la más racional. Si con el tiempo quedaran demasiados puntos fuera de la malla, se puede hacer una ampliación de la malla a modo de cinturón exterior al inicial (*Fernández Francos, J., 2007*).

1.2.6 RED DE SANEAMIENTO

Una red de saneamiento es un conjunto de conductos y otros dispositivos empleados para conducir las aguas residuales o las pluviales al alcantarillado público o a una instalación particular de tratamiento de aguas (*UGT-Aragón, 2008*).

1.2.7 DEPURACIÓN

Una estación depuradora de aguas residuales (EDAR) tiene como objetivo disminuir la carga de contaminantes del vertido para convertirlo en inocuo para el medio ambiente. Para realizar este proceso el vertido pasa por varias etapas.

El pre-tratamiento de una EDAR, consiste en el desbaste y eliminación por mediación de medios físicos de componentes del agua residual que se han ido añadiendo a la red de saneamiento. Para ello se utilizan diferentes sistemas de cribas y rejillas que retienen diferentes tamaños de sólidos flotantes. También se retienen grasas y aceites con desengrasadores que hacen flotar las grasas y aceites, y arenas mediante los desarenadores que sedimentan para posteriormente evacuar todos estos sobrantes.

En el tratamiento primario se pretende eliminar la materia en suspensión sedimentable, usando decantadores en donde sedimenta, por la acción de la

gravedad. Este proceso físico se potencia con reactivos siendo un proceso físico-químico que se divide en dos etapas. En la primera se produce la coagulación del agua en tanques de mezcla rápida y en la segunda se produce la floculación. Todo ello para mejorar el proceso de sedimentación y los sólidos queden en suspensión, aunque en algunos casos especiales es mejor separarlos por flotadores de aire disuelto.

En el tratamiento secundario se eliminan las partículas coloidales y disueltas, así como la retención de sólidos en suspensión, para ello se lleva el efluente obtenido en el tratamiento primario a tanques en los que se mezcla con agua cargada de lodos activos y mediante sistemas de agitación y burbujeo, crezcan microorganismos que puedan separarse mejor por sedimentación.

Y por último el tratamiento terciario, que complementa en algunos casos a la depuración de las aguas residuales para obtener la regeneración de las mismas teniendo como objetivo la eliminación de nutrientes como el fósforo y el nitrógeno, la mayoría de la DBO y DQO solubles, sólidos en suspensión, detergentes o tóxicos no biodegradables, minerales y metales pesados entre otros (*Bernaus, V., 2007*) (*Santos, J. A., 2001*).

1.2.8 REUTILIZACIÓN

La reutilización consiste en utilizar el agua residual tratada para determinados usos, ya que aunque el agua depurada puede ser devuelta al medio sin causar daños ambientales, hay casos en los que esa misma agua para otro uso no es apta, y por eso se somete a tratamientos terciarios como se ha comentado anteriormente. De esta forma se garantiza la calidad y la seguridad de las personas y del medio ambiente (*La Razón, 2006*).

1.2.9 VERTIDO

Consiste en devolver el agua depurada al medio natural, con unas condiciones mínimas fijadas por ley para no poner en peligro la salud de las personas y no provocar daños ambientales en el medio natural en sí (*La Razón*, 2006).

1.3 CONSUMOS ENERGÉTICOS

Los diferentes tipos de uso del agua para el ser humano, conllevan un gasto de consumo energético muy elevado. Cada vez se intenta que sea menor y se haga de un modo sostenible y eficiente, pero para poder realizar un estudio energético del ciclo integral del agua, se necesitan analizar los consumos energéticos que tiene cada subconjunto del ciclo desde su captación hasta su vertido final. Analizando estos consumos se podrán integrar soluciones tecnológicas más sostenibles y eficientes para disminuirlos. En este estudio se recopilan datos de ratios energéticos de diversas fuentes bibliográficas, para poder partir de unos valores fiables y contrastados por otras fuentes, aunque siempre aproximados, y así adoptar soluciones tecnológicas eficientes mediante la integración de energías renovables.

Empezando por la fase de potabilización, un rango amplio energético fiable es de 0.03 a 4.23 kWh/m³ del estudio de la Comisión Energética de California (CEC) (*Klein G.*, 2005), siendo un dato muy genérico, en el que además se incluyen los valores de tratamientos de potabilización del agua mediante desalación que en general están alrededor de 3.7 kWh/m³ (*Pardo Picazo M. A.*, 2010) de ahí que el rango esté entre esos parámetros.

Estudios realizados en la Costa Brava de España (*Sala L.*, 2007), en relación a la captación más potabilización y posterior distribución cuando el agua proviene de

fuentes superficiales con distancia menor a 10 km, el rango va desde 0.0002 a 0.37 kWh/m³ (Sala L., 2007) y cuando es superior a 10 km desde 0.15 a 1.74 kWh/m³ (Sala L., 2007). En cambio cuando la captación o extracción más la potabilización y distribución son provenientes de fuentes de agua subterráneas se dan unos intervalos para los acuíferos cercanos de 0.37 a 0.75 kWh/m³ (Sala L., 2007) y para los acuíferos lejanos de 0.6 a 1.32 kWh/m³ (Sala L., 2007). Lo que conjuntamente se obtendría un rango que estaría entre 0.0002 a 1.32 kWh/m³ (Sala L., 2007). Este rango es más preciso y en él se encuentran otros datos como los 0.15 a 0.31 kWh/m³ (Murgui M., Cabrera E., Pardo M. A., Cabrera E., 2009) del estudio de la ciudad de Valencia que tiene en cuenta, captación más bombeo, transporte, potabilización y posterior distribución del agua. Otros valores que encajan son, de los 0.1 kWh/m³ (Flores Bados, J., 2008) a los 0.185 kWh/m³ (García Oca, L., 2008), datos que tienen en cuenta solamente el proceso de potabilización. Y por último otros datos más elevados en potabilización que entran en el rango son los 0.47 kWh/m³ (Hoffman, H. W., 2005) y los 0.3 kWh/m³ para aguas superficiales referentes a las conclusiones sobre el estudio reflejado en la reunión de la Comisión de Expertos de Agua y Cambio Climático (Garrido, A., 2007).

Por otro lado en cuanto a la fase de depuración, el estudio del CEC nos da unos valores de 0.29 a 1.22 kWh/m³ (Klein G., 2005) son unos valores fiables e importantes en un rango no muy amplio. Estos valores incluyen también la red de saneamiento. Otro rango de datos obtenido es el de 0.1 a 0.54 kWh/m³ (Murgui M., Cabrera E., Pardo M. A., Cabrera E., 2009) del estudio de la ciudad de Valencia para depuración y red de saneamiento. Muy parecidos a los datos de depuración de aguas residuales urbanas de 0.5 kWh/m³ (Flores Bados, J., 2008) (Garrido, A., 2007), 0.495 kWh/m³ (García Oca, L., 2008) o los 0.67 kWh/m³ (González J., 2010) como valor medio de la depuración de aguas residuales en el estudio de prospectiva del consumo energético en el sector del agua del IDAE en España.

Otro rango de valores generales sobre tratamientos terciarios de la depuración y su posterior transporte del agua según el CEC, es de 0.11 a 0.32 kWh/m³ (Klein G., 2005). Un valor intermedio a este rango es de 0.1 a 0.54 kWh/m³, siendo 0.1 para depuración aproximadamente y 0.2 para tratamiento terciario (Murgui M.,

Cabrera E., Pardo M. A., Cabrera E., 2009). Otro dato son los 0.52 kWh/m^3 para depuración con tratamientos terciarios (*García Oca, L., 2008*). Para datos más específicos de tratamientos de depuración, tenemos para el pre-tratamiento un valor de 0.21 kWh/m^3 (*Simón Andreu, P. J., 2010*), y para los tratamientos primarios un 0.1 kWh/m^3 (*Murgui M., Cabrera E., Pardo M. A., Cabrera E., 2009*). En cuanto a otros tratamientos secundarios, para los procesos de fangos activados convencionales el valor ronda de 0.43 a 1.09 kWh/m^3 (*Sala L., 2007*), para las camas filtrantes de oxidación un rango de 0.16 a 0.32 kWh/m^3 (*Rogalla, F., Varela, C. e Icaran, P., 2009*). Para reactores biológicos de aireación de 0.308 a 0.389 kWh/m^3 (*Simón Andreu, P. J., 2010*), para filtros aireación prolongada de 0.49 a 1.01 kWh/m^3 (*Sala L., 2007*), para reactores biológicos de membrana de 0.8 a 1.2 kWh/m^3 (*González J., 2010*). En cambio para los tratamientos terciarios, para filtración directa mediante filtro de lecho pulsado más posterior desinfección con cloro y radiación ultravioleta es de 0.18 kWh/m^3 (*Sala L., 2007*), siendo para filtración directa con filtros cerrados más la desinfección con cloro y ultravioleta de 0.5 a 1.21 kWh/m^3 (*Sala L., 2007*). Para el lagunaje convencional es de 0.5 kWh/m^3 (*Sala L., 2007*). Y para coagulación, floculación, decantación, filtración y desinfección mediante cloro y ultravioleta es de 0.2 a 0.63 kWh/m^3 (*Sala L., 2007*). Otros datos a tener en cuenta son los 0.06 kWh/m^3 (*Simón Andreu, P. J., 2010*) para la línea de tratamientos de fangos, los 0.25 kWh/m^3 para el compostaje de lodos (*Flores Bados, J., 2008*), o los 0.75 kWh/m^3 para el secado térmico de lodos (*Flores Bados, J., 2008*).

Para la producción de biogás teniendo una demanda de 300 mg DBO/l (demanda bioquímica de oxígeno por cada litro) para digestión anaerobia y aeróbica se obtienen 0.34 y 0.17 kWh/m^3 respectivamente (*Rogalla, F., Varela, C. e Icaran, P., 2009*).

En cuanto a desalación se refiere para los procesos de ósmosis inversa en general tenemos el valor medio para agua marina de 4 kWh/m^3 (*Martínez Gracia, A., 2009*), que entra en el rango que nos da el estudio consumo energético del agua de IDAE de 3.5 y 5 kWh/m^3 (*González J., 2010*) para agua salada. Otros datos de consumo eléctrico para agua salobre y para agua dulce contaminada son los 1.5 y 0.75 kWh/m^3 respectivamente (*González J., 2010*). Para destilación súbita por

efecto flash (MSF) su consumo eléctrico es de 3.5 kWh/m^3 , demandando a su vez un consumo térmico de 250 MJ/m^3 (Martínez Gracia, A., 2009), valor que entra en el rango de 3 y 6 kWh/m^3 (Barros Merino, E., 2007) para MSF para 125°C de vapor. En cuanto a destilación multiefecto (MED) tenemos el dato de su consumo eléctrico que es de 1.5 kWh/m^3 , demandando a su vez un consumo térmico de 200 MJ/m^3 (Martínez Gracia, A., 2009), valor que entra en el rango de 1.5 y 2.5 kWh/m^3 (Barros Merino, E., 2007) para MED para 70°C de vapor. Para el proceso de electrodiálisis (ED) tenemos el dato de 1 kWh/m^3 (Martínez Gracia, A., 2009) (Rouge, P. 2008). Otro dato interesante en desalación es el que nos da IDAE para las fases conjuntas de captación, pre y post-tratamiento siendo de 0.6 kWh/m^3 (González J., 2010).

Por tener datos referentes de captación, bombeos, distribución, transportes de agua, etc. Hay que tener en cuenta que estos datos dependen del rendimiento de las bombas, así como también de la pérdida de carga de las tuberías debidas a diseños no adecuados, fugas, o diferentes rugosidades. También depende, de la altitud geográfica de lugar dónde está el agua y a dónde se pretende llevar, por lo que los datos en general pueden ser muy diferentes.

Según el CEC para captación, bombeo y transporte van de 0 a 3.7 kWh/m^3 (Klein G., 2005), ya que el valor nulo puede darse en caso de que se abastezca únicamente por gravedad, por otro lado, 0.35 kWh/m^3 es el valor para las mismas fases especificando por cada 100 m de altura (Pardo Picazo M. A., 2010) y por último para la captación de aguas desde acuíferos tenemos 0.183 kWh/m^3 (García Oca, L., 2008). Para el rango de valores para distribución de las aguas del CEC es de 0.18 a 0.32 kWh/m^3 (Klein G., 2005). Este rango concuerda con los 0.24 kWh/m^3 (García Oca, L., 2008), pero no en cambio con los 0.8 kWh/m^3 (Garrido, A., 2007). Para el re-bombeo de aguas tras la potabilización tenemos tres valores muy cercanos que son 0.164 kWh/m^3 (Murgui M., Cabrera E., Pardo M. A., Cabrera E., 2009), 0.18 kWh/m^3 (Pardo Picazo M. A., 2010) y 0.286 kWh/m^3 (García Oca, L., 2008). La siguiente fase es la red de saneamiento de las aguas residuales en dónde encontramos valores de demanda eléctrica desde los 0 a 0.23 kWh/m^3 (Murgui M., Cabrera E., Pardo M. A., Cabrera E., 2009), hasta los 1.3 kWh/m^3 (Garrido, A.,

2007). Y por último el dato de bombeo del agua tratada al medio natural es de 0.05 kWh/m³ (Murgui M., Cabrera E., Pardo M. A., Cabrera E., 2009).

En las siguientes tablas se clasifican para las fases y consumos energéticos del ciclo integral del agua, los rangos elegidos de cada bibliografía y los valores o rangos aproximados del ratio energético según sus autores.

Potabilización	Ratio kWh/m ³	Fuente
Potabilización + desalación media general	0.03 - 4.23	Klein G., 2005
Captación/extracción + potabilización + distribución (A.Superficial < 10 km)	0.0002 - 0.37	Sala L., 2007
Captación/extracción + potabilización + distribución (A.Superficial > 10 km)	0.15 - 1.74	Sala L., 2007
Captación/extracción + potabilización + distribución (Acuíferos cercanos)	0.37 - 0.75	Sala L., 2007
Captación/extracción + potabilización + distribución (Acuíferos lejanos)	0.6 - 1.32	Sala L., 2007
Captación + bombeo + potabilización + distribución	0.15 - 0.31	Murgui M., 2009
Potabilización agua superficiales	0.3	Garrido, A. 2007
Potabilización aguas superficiales	0.1	Flores Bados, J. 2008
Potabilización	0.185	García Oca, L. 2008
Potabilización + desalación media general	0.47	Hoffman H.W., 2005

[Figura 7] Tabla de consumos energéticos del C.I.A para potabilización.
(Elaboración propia)

Depuración	Ratio kWh/m ³	Fuente
Depuración + drenaje	0.29 - 1.22	Klein G., 2005
Recolección + transporte + depuración + Fangos activos convencionales	0.43 - 1.09	Sala L., 2007
Recolección + transporte + depuración + aireación prolongada	0.49 - 1.01	Sala L., 2007
Recolección + transporte + depuración + lagunaje convencional	0.5	Sala L., 2007
Depuración (T.Primario ~ 0.1 y T.Terciario ~ 0.2)	0.1 - 0.54	Murgui M., 2009
Depuración	0.5	Garrido, A. 2007
Depuración aguas residuales urbanas	0.5	Flores Bados, J. 2008
Depuración aguas residuales España (media)	0.67	González J., 2010
Depuración aguas residuales	0.495	García Oca, L. 2008
Pretrat.0.21+T.Bio.0.63+ T.Terc.0.13+L.Fang.0.06+Desod.0.04+Otros0.01	1.07	Simón Andreu P.J., 2010
Depuración + T.Terciarios	0.52	García Oca, L. 2008
T.Terciarios + transporte aguas	0.11 - 0.32	Klein G., 2005
Dep. T.Terciarios (filtración directa lecho pulsado + desinfección Cl y UV)	0.18	Sala L., 2007
Dep. T.Terciarios (filtración directa filtros cerrados + desinfección Cl y UV)	0.5 - 1.21	Sala L., 2007
Dep. T.Terc. (coagulación+floculación+decantación+filtrado+desinf. Cl y UV)	0.2 - 0.63	Sala L., 2007
T. Terciarios secado térmico lodos (equivalencia a consumo eléctrico)	0.75	Flores Bados, J. 2008
T. Terciarios compostaje de lodos (equivalencia a consumo eléctrico)	0.25	Flores Bados, J. 2008
T. Terciarios camas filtrantes de oxidación	0.16 - 0.32	Rogalla F., 2009
T. Terciarios de reactores biológicos	0.308 - 0.389	Simón Andreu P.J., 2010
T. Terciarios de reactores biológicos membrana	0.8 - 1.2	González J., 2010

[Figura 8] Tabla de consumos energéticos del C.I.A. para depuración.
(Elaboración propia)

Desalación	Ratio kWh/m ³	Fuente
Osmosis Inversa (OI) para aguas saladas	4	Martínez A., 2009
OI (aguas saladas)	3.5 - 5	González J., 2010
OI (aguas salobres)	1.5	González J., 2010
OI (aguas contaminadas)	0.75	Martínez A., 2009
Destilación Efecto Flash (MSF) demanda térmica de 250 MJ/m ³	3.5	Sala L., 2007
MSF (vapor a 125 °C)	3 - 6	Barros Merino
Destilación Multiefecto (MED) demanda térmica de 200 MJ/m ³	1.5	Martínez A., 2009
MED (vapor a 70 °C)	1.5 - 2.5	Barros Merino E., 2007
Electrodialisis (ED)	1	Martínez A., 2009
ED	1	López Cózar, J.M. 2006

[Figura 9] Tabla de consumos energéticos del C.I.A. para desalación.
(Elaboración propia)

Procesos de transporte de aguas	Ratio kWh/m ³	Fuente
Captación + bombeo + transporte hasta potab.	0 - 3.7	Klein G., 2005
Captación agua acuíferos	0.183	García Oca, L. 2008
Captación + bombeo + transporte aguas subterráneas por cada 100m altura	0.35	Pardo Picazo M.A., 2010
Captación + pre y post-tratamiento agua salada	0.6	González J., 2010
Captación (0.183) + Bombeo (0.286) + distribución (0.24)	0.709	García Oca, L. 2008
Captación (0.183) + Bombeo (0.286) + distribución (0.24)	0.526	Barros Merino
Re-bombeo agua tras potabilización	0.164	Murgui M., 2009
Re-bombeo agua tras potabilización	0.286	García Oca, L. 2008
Bombeo	0.18	Pardo Picazo M.A., 2010
Distribución agua	0.18 - 0.32	Klein G., 2005
Distribución agua	0.8	Garrido, A. 2007
Distribución agua	0.24	García Oca, L. 2008
Distribución + bombeo aguas residuales	1.3	Garrido, A. 2007
Transporte aguas residuales	0 - 0.23	Murgui M., 2009
Distribución agua	0.8	Garrido, A. 2007
Distribución agua	0.24	García Oca, L. 2008
Impulsión + bombeo aguas residuales	1.3	Garrido, A. 2007
Bombeo agua al medio natural	0.05	Murgui M., 2009

[Figura 10] Tabla de consumos energéticos del C.I.A. para procesos de transporte de aguas.
(Elaboración propia)

Los datos de consumo de este apartado se han comparado con los ratios obtenidos de las plantas elegidas para el estudio del ciclo integral del agua en la ciudad de Zaragoza. Estos datos para los casos con ausencia de valores reales se podrán usar aproximación.

1.4 CICLO INTEGRAL DEL AGUA EN ZARAGOZA

El objetivo de este apartado es explicar el ciclo integral del agua para un caso concreto, Zaragoza. Para luego ver las posibilidades de las energías renovables en él. Se ha elegido un lugar específico en vez de explicar de forma genérica el ciclo, porque cada lugar tiene unos factores y unas condiciones climatológicas diferentes, que van a determinar la importancia de elegir entre unas tecnologías u otras.

1.4.1 INTRODUCCIÓN

El agua del que se abastece la ciudad de Zaragoza, proviene de los Pirineos concretamente del embalse de Yesa. Este agua se lleva hasta el Canal de Bárdenas en Navarra, el cual la conduce hasta llegar al embalse de la Loteta (inmediaciones de Gallur). El embalse de la Loteta sirve para almacenar el agua que proviene del embalse de Yesa conjunta con el agua excedente del sistema de Bárdenas (Navarra), o también, mediante bombeo almacenar agua desde el Canal Imperial de Aragón. Junto al embalse de la Loteta se ha construido en Fuempudia unos depósitos intermedios de regulación de 200.000 m³. La tubería que une Loteta con Zaragoza, parte de los depósitos de Fuempudia trazando por el margen derecho del río Ebro un recorrido de 43,8 km, y entre 1,6 y 1,8 m de diámetro, pudiendo transportar hasta 4,2 m³/s, para llegar finalmente a los depósitos de Casablanca de 176.000 m³ (Aristu I., 2009).

1.4.2 CAPTACIÓN

El proceso de captación del agua en la ciudad de Zaragoza, se toma cuando es posible del embalse de la Loteta ya que hasta que no se recrezca el embalse de Yesa no será posible tener una demanda del 100% desde ahí. Cuando no es posible se capta desde el Canal Imperial de Aragón. El Ebro a pesar de ser el río más representativo de la ciudad, arrastra en sus aguas sales derivadas de la erosión natural lo que hace que sea un agua dura y también que debido a su actividad humana aguas arriba hace que su calidad disminuya por la contaminación de residuos urbanos e industriales. Sólo en situaciones de sequía, o de operación y mantenimiento del canal, se suele utilizar el agua del río Ebro, que tiene una instalación de impulsión situada aguas arriba de la ciudad, en las inmediaciones del Parque Deportivo Ebro (aguas arriba del Barrio de la Almozara) que suministra a través de una tubería de impulsión de 4 Km de longitud. En cambio, para la captación desde el Canal Imperial, se cuenta con un doble punto de captación, que garantiza un alto nivel de suministro (*UGT-Aragón, 2008*).

1.4.3 POTABILIZACIÓN

Zaragoza cuenta con una planta potabilizadora situada en el barrio de Casablanca que cuenta con una línea de tratamiento de fangos. El proceso en sí consta de desbaste mediante rejillas, oxidación de la materia orgánica mediante hipoclorito sódico, decantación previa coagulación mediante sulfato de alúmina, filtración en arena y desinfección con hipoclorito sódico. Para el proceso de cloración cada depósito tiene un sistema propio, haciendo un total de ocho, y la red de abastecimiento de la ciudad cuenta con 14 instalaciones de refuerzo de cloración en total contando las del plan de mejora (*Entralgo, J.R., 2010*). Estas se sitúan, en la autovía de Logroño a la altura de Monzalbarba, en la entrada del barrio de Santa Isabel junto al puente del río Gállego, y en la tubería de gran diámetro que discurre

bajo el puente de la Unión en Las Fuentes. El Plan de Mejora de la Gestión y Calidad del Abastecimiento de Agua de Zaragoza contempla la implantación de diez estaciones nuevas intermedias de cloración, cuatro de ellas en proyecto como la del barrio de la Almozara, junto al Pabellón Príncipe Felipe, en Casetas y en el Puente de Piedra (margen izquierdo). El conjunto de todas ellas permitirán en tiempo real un aporte exacto para mantener los niveles adecuados hasta los puntos más alejados de la red (*UGT-Aragón, 2008*).

1.4.4 ALMACENAMIENTO

Los depósitos con mayor capacidad son los situados en Casablanca, con una capacidad de 180.000 m³ como se ha citado anteriormente. Hay otros depósitos intermedios de distribución como son los de Valdespartera (50.000 m³), las Canteras (17.000 m³), los Leones-Academia (22.000 m³). Y otros depósitos de menor capacidad en los barrios rurales de Garrapinillos, Alfocea, Peñaflor, Montañana y Villamayor. Todos ellos están cubiertos o en proyecto para ser cubiertos. La capacidad de almacenamiento actual garantiza un suministro entre 20 y 30 horas (*UGT-Aragón, 2008*). En total se cuenta con 14 depósitos de regulación, unos 250.000 m³ de capacidad, así como de 14 estaciones de bombeo (*Entralgo, J.R., 2010*).

1.4.5 DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE

La red de distribución de Zaragoza es mixta, es decir está formada por red mallada y ramificada. La red mallada se encuentra en el casco urbano y conforme se va acercando a la periferia de la ciudad se va ramificando. La ciudad tiene una red de distribución de 1.246 km de longitud aproximadamente (*Entralgo, J.R., 2010*), de los cuales el 61% de la red está compuesta por materiales adecuados (fundición

dúctil, polietileno, tramos rehabilitados) y los materiales más problemáticos (fibrocemento, fundición gris, PVC y hormigón armado) representan el 27,6%. Las presiones de distribución en la red son de tipo medio, entre 20 y 45 m. de columna de agua. El consumo de agua en Zaragoza en 2008 fue de 106 litros por habitante y día y para el año 2015 se espera que sea de 90 litros por habitante y día. El origen de este consumo de agua en Zaragoza, es de 63 Hm³/año en total, de los cuales 9 Hm³/año son procedentes del Ebro y 54 Hm³/año son del Canal Imperial. Teniendo una ocupación de 699.240 habitantes (según el boletín económico de ciudad de Zaragoza a fecha de 7 de julio de 2010) (UGT-Aragón, 2008) (Ayto. Zaragoza, 2009).

1.4.6 RED DE SANEAMIENTO

Zaragoza cuenta con una red de distribución formada por 90 sectores con una cantidad que oscila entre los 5.000 y los 10.000 usuarios por sector. Cada sector se alimenta por un punto único, en el cual se controlan los caudales y presiones de modo preciso. Está formada por 4 tanques de tormentas que capturan y retienen el agua de lluvia realizando una predepuración y disminuyendo el riesgo de inundaciones. En toda la red existen 7 puntos de bombeo de aguas residuales, las cuales fluyen por una longitud de alcantarillado de unos 1.063 km de los cuáles 189 km han sido renovados y 3 km rehabilitados (Entralgo, J.R., 2010).

1.4.7 DEPURACIÓN

En Zaragoza existen dos instalaciones municipales de depuración, la de La Cartuja y la de La Almozara que llevan prácticamente el total tratamiento de las aguas residuales que utiliza la red municipal con independencia de su origen doméstico o industrial. Sólo algunas urbanizaciones periféricas o industrias de cierta

importancia tienen su propia red de saneamiento para su depuración. El 98% de la carga contaminante de las aguas residuales es tratada adecuadamente, sólo un 2% relacionado con los barrios rurales está en proceso, pendiente de solución (*Entralgo, J.R., 2010*). La planta de La Cartuja es la principal, y tiene una capacidad operativa de tratamiento de vertidos para una población aproximada de un 1.000.000 de habitantes. En ambas plantas EDAR existen dos líneas de actuación, la línea de fangos y la línea de agua. La línea de fangos se encarga del tratamiento de los mismos para diferentes fines (construcción, agricultura, energía...). Los fangos pueden proceder tanto del tratamiento primario como del secundario. En La Cartuja a diferencia de en La Almozara, se realiza un tratamiento terciario final para la eliminación de fósforo mejorando así la calidad del vertido (*UGT-Aragón, 2008*).

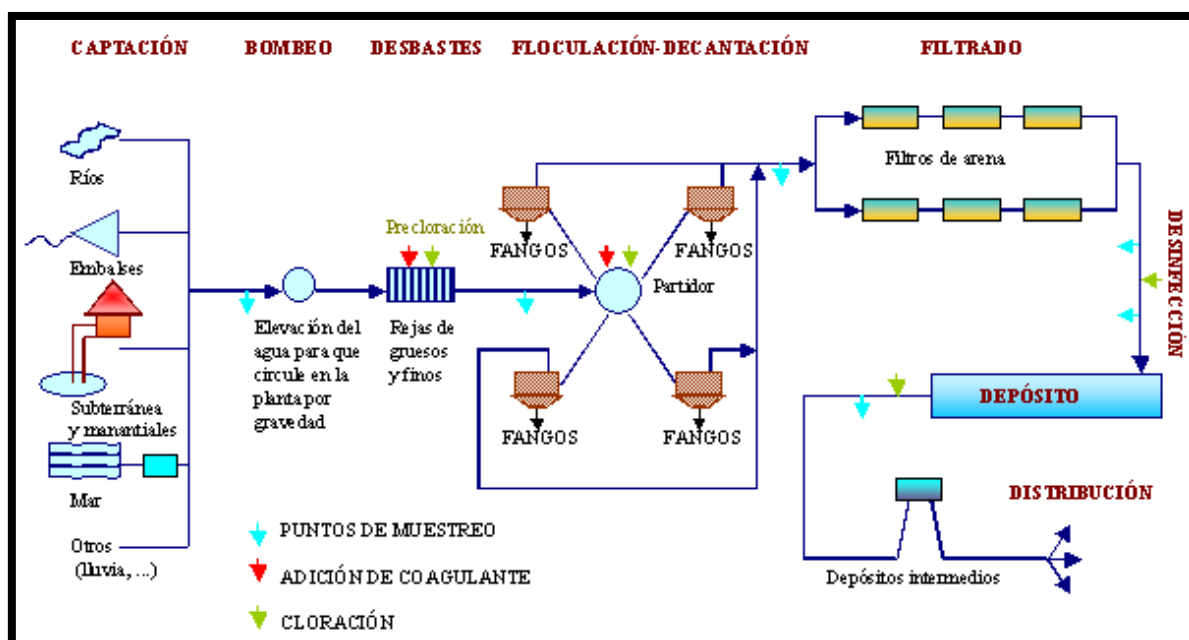
1.4.8 PLAN FUTURO DE MEJORA DE ZARAGOZA

En el plan de mejoras a corto plazo, está propuesta la renovación del depósito de los Leones, así como que se produzca la depuración de aguas residuales en los barrios de Juslibol, Movera y Peñaflo. Se quiere mejorar la calidad del vertido en momentos de lluvia instalando tanques de tormentas en colectores del margen del río Ebro, dar solución a las inundaciones que se producen en Av. San Juan de la Peña y Valle de Broto y renovar las redes de servicios de las calles Barcelona y Canfranc. El plan a más largo plazo tiene previsto mejorar globalmente el ciclo integral del agua haciendo más hincapié en los procesos de abastecimiento y saneamiento principalmente. El completamiento de sectorización de la red y la mejora de la red de alcantarillado. También, por último se quiere seguir mejorando la red de tuberías de agua potable, renovando aquellas tuberías que están constituidas por materiales inadecuados (*Entralgo, J.R., 2010*).

1.5 DESCRIPCIÓN DE LAS PLANTAS Y DATOS TÉCNICOS

1.5.1 PLANTA POTABILIZADORA DE CASABLANCA

La planta potabilizadora de Casablanca en Zaragoza, tiene una capacidad teórica de 520.000 m³ lo que es igual a 1.7 millones de habitantes equivalentes, aunque diariamente se suelen potabilizar alrededor de 213.550 m³. La superficie disponible entre las cubiertas de los depósitos y el de la planta es de 104.000 m² (Ayto. Zaragoza, 2009). El proceso de potabilización de la potabilizadora de Casablanca está constituido por diferentes fases, las cuáles se describen a continuación del esquema general de la planta.



[Figura 11] Esquema de proceso de potabilización ETAP Casablanca en Zaragoza. (Ayto. Zaragoza, 2005)

Desbaste: la línea de tratamiento de la potabilizadora empieza por el proceso de desbaste mediante una reja de eliminación de sólidos flotantes de unos

100 mm de paso entre barrotes para posteriormente ser sometido a dos rejillas auto-limpiantes posteriores de 20 mm de paso entre barrotes.

Precloración y Coagulación: tras el desbaste se produce una precloración, como oxidante de la materia orgánica y una coagulación añadiendo sulfato de alúmina para coagular materias en suspensión y provocando la turbiedad de origen coloidal.

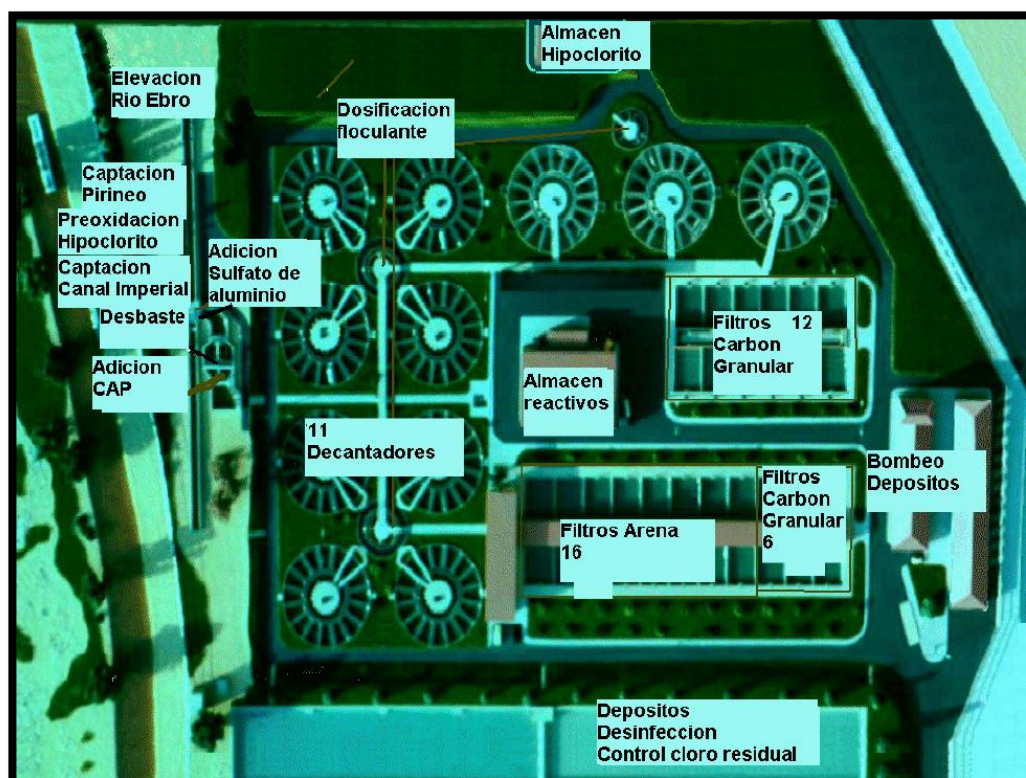
Floculación y Decantación: seguidamente a los procesos anteriores, se producen una floculación y una decantación mediante 11 decantadores que recirculan los fangos. Como ayudante para la floculación se utiliza polielectrolito sensiblemente anodizado y dosificado a la entrada de los decantadores, de este modo se obtiene una elevada concentración de fangos produciendo altos rendimientos en la separación de las impurezas, este exceso creado de fangos se va purgando de forma intermitente y automáticamente. Al final de estos procesos se han eliminado virus, bacterias, un 99% de materias en suspensión, un 90% de turbiedad coloidal y un 60% de la materia orgánica aproximadamente.

Filtración sobre arena: en este proceso el agua decantada pasa a través de un lecho de arena silíceo de 60 cm de altura y de 0,7 mm de granulometría, para después filtrarse mediante 34 filtros en una superficie única de 96 m². El agua filtrada es recogida mediante unas toberas colectoras. La filtración es constante mediante reguladores de nivel en lazo de control con el actuador de las válvulas de regulación de caudal a la salida de cada filtro.

Bombeo a depósitos: aquí se produce el bombeo a los depósitos, los cuales tienen una capacidad de almacenamiento de 180.000 m³ y cuya cota de altura es de 8.5 m superior a la cota a la que está el agua filtrada. Esta elevación se lleva a cabo mediante 6 grupos motobomba de 180 CV y a 1 m³/s y por 2 grupos de 100 CV a 0.5 m³/s.

Desinfección final: en ella se produce la desinfección dosificando cloro gas de modo que exista siempre un contenido en cloro residual en el agua dentro del rango de 0.5 a 1.6 ppm. Esto se lleva a cabo en varios depósitos y estaciones

elevadoras secundarias que refuerzan las concentraciones de cloro residual automáticamente con hipoclorito sódico y bombas dosificadoras cuando es necesario. De esta forma se garantiza la potabilidad del agua almacenada en los depósitos, así como también el agua que circula por la red municipal de distribución (Ayto. Zaragoza, 2005).



[Figura 12] Vista en planta de la potabilizadora de Casablanca en Zaragoza.
(Luzón Gil J., 2010)

1.5.1.1 DATOS TÉCNICOS DE LA ETAP

Se han conseguido datos de explotación de la planta para el año entero 2009, con estos datos serán con los que realizaremos los cálculos estimativos de la parte de energía solar.

ETAP CASABLANCA	A (m ³)	CE (kWh)	CE LF (kWh)	TOTAL CE (kWh)
Datos Año 2009				
Enero	5236699	502884	71996	574880
Febrero	5171727	497338	71946	569284
Marzo	5543147	478014	63114	541128
Abril	5209369	474681	58008	532689
Mayo	5296212	487506	63998	551504
Junio	5779736	514181	66730	580911
Julio	5978718	521986	83883	605869
Agosto	5697859	494652	80054	574706
Septiembre	4985668	452284	70477	522761
Octubre	5446046	486403	65549	551952
Noviembre	4987737	453953	65703	519656
Diciembre	5402490	491322	62823	554145
Media mes	5394617	487934	68690	556624
Total año	64735408	5855204	824281	6679485

[Figura 13] Tabla de datos reales extraídos de la potabilizadora de Casablanca.

Descripción de cada columna de datos:

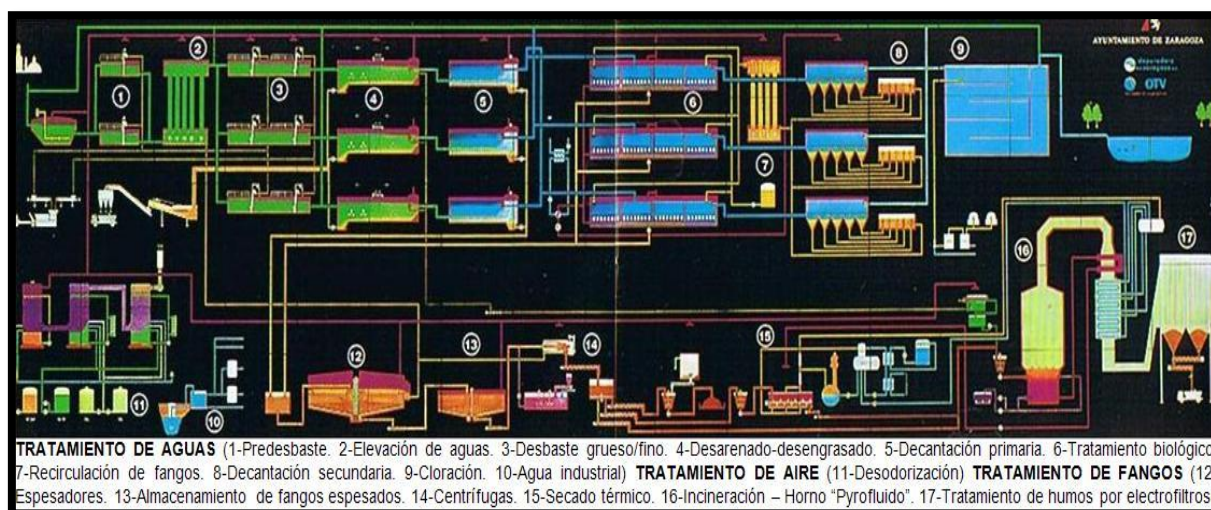
- *A: Agua a potabilizar en metros cúbicos.
- *CE: Consumo eléctrico línea de potabilización en kWh.
- *CE PF: Consumo eléctrico línea de fangos en kWh.
- *TOTAL CE: Consumo eléctrico total ETAP en kWh.

A continuación se comparan los datos de la tabla [Figura 13], con el estudio realizado de consumos energéticos para cada fase del ciclo a partir de diversas fuentes bibliográficas. Así de la tabla anterior de datos se observa que el consumo medio eléctrico anual por cada metro cúbico de agua es de 0,103 kWh/m³. Este valor es similar a los 0,1 kWh/m³ para la potabilización de aguas superficiales (*Flores Bados, 2008*). Los demás valores obtenidos de las fuentes bibliográficas son principalmente mayores, y difieren de este valor. Las razones son que en los ratios

de demanda energética, se incluyen varias etapas del ciclo para un solo valor. Y para los valores en los que se incluye únicamente la etapa de potabilización, el valor puede diferir en relación al lugar y condiciones geográficas en dónde se ha realizado el estudio, la composición del agua a tratar y las aproximaciones que han podido incluir los autores, lo que conlleva a esta diferencia de valores.

1.5.2 PLANTA DEPURADORA DE LA CARTUJA

La estación de aguas residuales de La Cartuja, constituye la principal instalación de tratamiento, con una capacidad instalada para depurar los vertidos de una población de 1.2 millones de habitantes equivalentes. Tiene una capacidad teórica para depurar de 259.000 m³ al día, aunque el valor promedio tratado diariamente es de 156.250 m³/día. La totalidad de los procesos se lleva a cabo en tres módulos de la planta.



[Figura 14] Esquema de proceso de depuración de la EDAR La Cartuja en Zaragoza.
(Ayto. Zaragoza)

El edificio de aguas contiene la totalidad de los procesos de esta línea y tiene una forma prácticamente rectangular con unas medidas de 173x153 m, lo que equivale a una superficie aproximada de unos 26.500 m².

El espesamiento de fangos está formado por cuatro tanques por gravedad, circulares, cubiertos y dotados de sistema de extracción de aire.

Y por último se encuentra el edificio de fangos que reúne prácticamente la totalidad de los procesos de la línea de fangos y que tiene una superficie de 60x50 m, es decir una superficie de 3000 m² (Entralgo J.R., 1995). Por lo tanto la superficie total disponible en la planta en cubierta entre el edificio de aguas y el edificio de fangos es de 29.469 m².

El proceso de depuración de la EDAR de La Cartuja se describe a continuación del esquema general de la planta.

La línea de tratamiento de agua está formada por los siguientes procesos:

Predesbaste: mediante un pozo de gruesos y dos rejillas de muy gruesos se consigue eliminar parte de los sólidos flotantes.

Elevación: se elevan las aguas mediante 5 grupos sumergidos de 1.5 m³/s de capacidad unitaria a una altura de 10 m.

Desbaste: se produce por mediación de 6 rejillas de gruesos y 6 rejillas de finos.

Desarenado-desengrasado: se lleva a cabo en 6 tanques rectangulares de 500 m² aireados por turbinas sumergidas.

Acondicionamiento: los residuos del pretratamiento se acondicionan.

Decantación primaria laminar: se lleva a cabo mediante el uso de 12 tanques de 24x4.25 m dotados de una única tolva y de un rascador de fondo.

Balsas biológicas: son 3 reactores biológicos de 9 m de profundidad y 21.600 m³ de capacidad, con difusores de aire estáticos (helixores), con posibilidad de funcionamiento en flujo pistón y contacto-estabilización.

Producción de aire de proceso: se produce mediante el uso de 4 turbocompresores de 32.500 m³/h operando a una presión de 1.1 bares.

Recirculación de fangos: se utilizan 4 bombas sumergidas con un caudal de 1.5 m³/s a 4 m de altura.

Eliminación de fósforo: se produce la eliminación del fósforo por adición de cloruro férrico en las balsas de aireación.

Desinfección: se desinfecta el efluente mediante cloro gas.

Instalación piloto: se lleva a cabo el tratamiento terciario mediante filtración biológica.

La línea de fangos está formada por los siguientes procesos:

Espesamiento: se produce el espesamiento por gravedad de fangos primarios y secundarios de forma independiente mediante 4 tanques circulares de 30 m de diámetro.

Deshidratación: se deshidratan los fangos mixtos mediante centrífugas de alta sequedad (>25% MS a 1.640 kg de MS/h de capacidad) con acondicionamiento con polímero (sólido más líquido).

Secado: se secan las partes del fango en 2 secadores a partir de vapor generado con los gases del horno.

Incineración: los fangos deshidratados son incinerados en un horno de lecho fluidificado de 6,7 m de diámetro, reduciendo hasta 12 veces el volumen de los fangos generados.

Tratamiento de los humos: se produce un enfriamiento en el economizador (los humos van de 860 a 250°C) para precalentar el aire y generar vapor. Luego se eliminan partículas (cenizas) en 2 electrofiltros de alto rendimiento de 90.000 m³/h de capacidad. Y por último, se produce el tratamiento de humos mediante vía húmeda por mediación de 2 etapas de lavado con duchas a contracorriente, que de esta forma eliminan SO₂, HF, HCl y metales pesados.

Almacenamiento de cenizas: se almacenan las cenizas en un silo para su posterior disposición en vertedero, es decir humectadas.

Sistema de estabilización de fangos: se usa para ello cal como reserva en los momentos de parada de un horno.

Aprovechamiento de energía: la energía generada en incineración se utiliza para precalentar el aire de fluidificación y también para generar vapor en el economizador. La producción de vapor genera vapor a 29 bares y a 230°C de temperatura en la caldera. Produce agua desmineralizada mediante osmosis. Acondiciona el agua de la caldera y también es usado para el agua de refrigeración. El vapor generado se enfría en una turbina de doble cuerpo o con una turbina de parada mediante intercambiadores tubulares.

La línea de aire está formada por los siguientes procesos:

Centrales de aire: se usan 7 centrales de aire con una capacidad de 300.000 m³/h de capacidad.

Sistema de desodorización: se produce por vía química en 3 líneas en paralelo de 60.000 m³/h de capacidad con 3 etapas de lavado, ácida (NH₃) más básica más oxidación (H₂S). Se usa el agua ablandada para evitar incrustaciones en los rellenos de las torres.

Inyección de aire: el aire enfriado se inyecta al interior de la instalación.

(*Entralgo J.R., 1995*) (*Palacios J., 2010*).



[Figura 15] Imagen aérea de la EDAR de La Cartuja.
(<http://hispagua.cedex.es>)

1.5.2.1 DATOS TÉCNICOS DE LA EDAR

Se han conseguido datos de explotación de la planta para el año entero 2009, con estos datos serán con los que realizaremos los cálculos estimativos de la parte de energía solar.

EDAR LA CARTUJA	A (m ³)	CE (kWh)	PE TV (kWh)	CE NETO (kWh)
Datos Año 2009				
Enero	4058000	2548424	2142624	405800
Febrero	3034000	2145038	1847706	297332
Marzo	3814000	2399006	2048118	350888
Abril	4695000	2497740	2136225	361515
Mayo	4751000	2722323	2318488	403835
Junio	4966000	2736266	2353884	382382
Julio	5052000	2743236	2409804	333432
Agosto	4577000	2540235	2256461	283774
Septiembre	4733000	2636281	2290772	345509
Octubre	4542000	2716116	2261916	454200
Noviembre	3868000	2506464	2127400	379064
Diciembre	4219000	2598904	2223413	375491
Media mes	4359083	2565836	2201401	364435
Total año	52309000	30790033	26416811	4373222

[Figura 16] Tabla de datos reales extraídos de la depuradora de La Cartuja.

Descripción de cada columna de datos:

- *A: Agua residual a depurar en metros cúbicos.
- *CE: Consumo eléctrico depuración más bombeo en kWh.
- *PE TV: Producción eléctrica de la turbina vapor en kWh.
- *CE NETO: Consumo eléctrico total neto (CE–PE TV) en kWh.

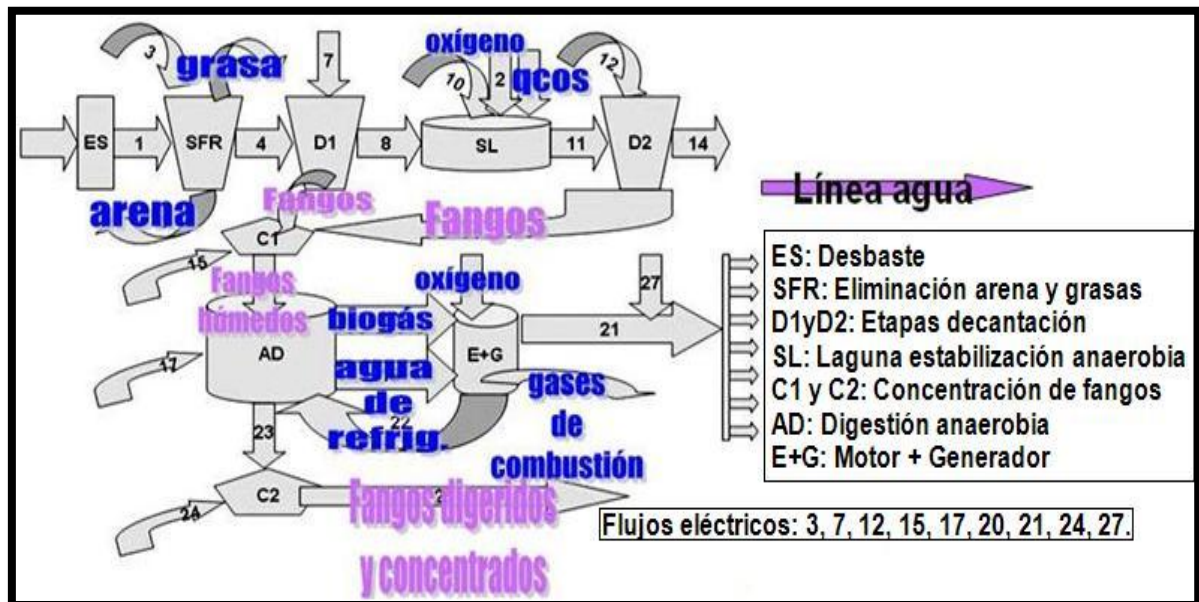
A continuación se comparan los datos de la tabla [Figura 16], con el estudio realizado de consumos energéticos para cada fase del ciclo a partir de diversas fuentes bibliográficas. Así de la tabla anterior de datos se observa que el consumo medio eléctrico anual por cada metro cúbico de agua sin tener en cuenta la producción eléctrica de la turbina, es de $0,589 \text{ kWh/m}^3$. Este valor es muy parecido a varios de los ratios obtenidos para la depuración como los $0,5 \text{ kWh/m}^3$ (Garrido, A. 2007) (Flores Bados, J. 2008), los $0,52 \text{ kWh/m}^3$ para depuración con tratamientos terciarios (García Oca, L. 2008) o el rango de $0,1$ a $0,54 \text{ kWh/m}^3$ (Murgui M., 2009) para depuración con tratamiento primario más terciario. Los demás valores obtenidos de las fuentes bibliográficas son diferentes, y difieren de este valor. Las razones son que en los ratios de demanda energética, se incluyen varias etapas del ciclo para un solo valor. Y también que el uso de los tratamientos terciarios puede variar en una cantidad importante el consumo energético del proceso. Aun así un estudio en el año 2010, sobre el consumo medio energético de España para la depuración de aguas residuales, se cifra en torno al valor de $0,67 \text{ kWh/m}^3$ (González J., 2010), un valor no excesivamente superior al obtenido en este caso.

1.5.3 PLANTA DEPURADORA DE LA ALMOZARA

La estación de aguas residuales de La Almozara tiene capacidad instalada para depurar los vertidos de una población de 100.000 habitantes equivalentes. Tiene una capacidad teórica para depurar de 34.560 m^3 al día, aunque el valor promedio tratado diariamente es de $32.760 \text{ m}^3/\text{día}$ (Ayto. Zaragoza, 2009).

Las líneas de agua y de fangos de la planta depuradora de La Almozara, es muy similar a la de la depuradora de La Cartuja, y consta de un sistema de pre-tratamiento, un tratamiento primario y un tratamiento biológico mediante fangos activados, pero a diferencia de la otra planta, la estabilización de la materia orgánica contenida en los fangos extraídos del agua en los procesos de decantación primaria y secundaria se realiza por digestión anaerobia, previo espesamiento por gravedad.

Con posterioridad el fango digerido es deshidratado mediante filtros de banda y empleado como abono agrícola.



[Figura 17] Esquema de proceso de depuración EDAR La Almozara en Zaragoza.
(Circe)

A continuación se describe la producción de energía eléctrica mediante el uso del biogás:

Sistema para almacenamiento del biogás: la depuradora cuenta con un gasómetro de doble esfera de plástico con capacidad para el biogás generado en 8 horas.

Sistema de calorífugado del digestor: permite reducir las necesidades de calor para mantener en su interior la temperatura por encima de los 30°C que es cómo funciona la digestión anaerobia de manera óptima de tipo mesofílico. El calor se obtiene a partir de los sistemas de refrigeración y aprovechamiento de los gases de escape del motor.

Sistema de tratamiento del biogás: en condiciones normales el biogás contiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno que es capaz, en situaciones de elevada humedad, de producir una corrosión acelerada de las

partes metálicas del motor. De modo que la depuradora realiza un tratamiento mediante dosificación de cloruro férrico en la cúpula del digestor.

Grupo motogenerador (alternador): se trata de un motor de combustión interna que utiliza como combustible el biogás que permite disponer de una energía mecánica en su eje que a su vez acciona un alternador dando lugar a la producción de corriente alterna en condiciones (tensión y frecuencia) que hacen que sea directamente utilizable por los motores eléctricos existentes en la instalación.

Conjunto de intercambiadores: estos intercambiadores de calor aprovechan la energía térmica disponible en el aceite y agua de refrigeración y en los humos de escape.

Torre de refrigeración: es la encargada de disipar el exceso de calor generado en los periodos de tiempo (principalmente en verano) en que la demanda para mantener la temperatura en el interior del digestor resulta sensiblemente más baja que la aportación del sistema de intercambiadores.

Sistema de compresión del biogás: sirve para introducir el biogás en el motor a la presión requerida.

Sistema de acoplamiento: el sistema de acoplamiento entre la red eléctrica y el sistema de producción de energía incluye un conjunto de mecanismos que garantizan la sincronización y el adecuado reparto de cargas entre ambos, así como el desacoplamiento de emergencia en casos de avería en la red o en el motogenerador.

En definitiva, se trata de un sistema de cogeneración que permite a la materia orgánica que forma parte de los fangos, su transformación en biogás con un contenido de entre un 65% a un 70% de metano aproximadamente y con un poder calorífico de entre 5.000 y 5.500 Kcal/m³.

La energía eléctrica obtenida por este procedimiento viene a suponer entre el 0.13 al 0.16 kWh/m³, lo que supone una parte importante del consumo energético

total de una instalación de este tipo que puede oscilar entre 0.20 y 0.35 kWh/m³ (Entralgo J.R., 2005).



[Figura 18] Imagen aérea de la EDAR La Almozara en Zaragoza.
(<http://hispagua.cedex.es>)

1.5.3.1 DATOS TÉCNICOS DE LA EDAR

Se han contrastado los datos anteriores de los ratios con los encontrados en las fuentes bibliográficas consultadas sobre ratios de demandas energéticas quedándonos con los datos más desfavorables de los ratios de consumo energético total de la planta, es decir con el valor de 0.35 kWh/m³ para la instalación y de 0.13 kWh/m³ para la generación eléctrica mediante biogás (Entralgo J.R., 2005). De este modo se ha creado una tabla propia, con la que realizar los cálculos de energía solar junto con la producción diaria tratada, en valor promedio, de aguas residuales en la planta, que es de 32.760 m³/día (Ayto. Zaragoza, 2009).

EDAR LA ALMOZARA	A (m ³)	CE (kWh)	PE BG (kWh)	CE NETO (kWh)
Datos estimados				
Enero	1015560	355446	132023	223423
Febrero	917280	321048	119246	201802
Marzo	1015560	355446	132023	223423
Abril	982800	343980	127764	216216
Mayo	1015560	355446	132023	223423
Junio	982800	343980	127764	216216
Julio	1015560	355446	132023	223423
Agosto	1015560	355446	132023	223423
Septiembre	982800	343980	127764	216216
Octubre	1015560	355446	132023	223423
Noviembre	982800	343980	127764	216216
Diciembre	1015560	355446	132023	223423
Media mes	996450	348758	129539	45338
Total año	11957400	4185090	1554462	2630628

[Figura 19] Tabla de datos estimados de la depuradora de La Almozara.

Descripción de cada columna de datos:

*A: Agua residual a depurar en metros cúbicos.

*CE: Consumo eléctrico depuración de la planta en kWh.

*PE BG: Producción eléctrica mediante biogás en kWh.

*CE NETO: Consumo eléctrico total neto (CE–PE BG) en kWh.

A continuación se comparan los datos estimados de la tabla [Figura 19] a través de los datos usados y mencionados anteriormente, con el estudio realizado de consumos energéticos para cada fase del ciclo a partir de diversas fuentes bibliográficas. Así tenemos que los 0,35 kWh/m³ (Entralgo J.R., 2005), es un valor algo inferior al valor que se usa en general para la depuración en torno a los 0,5 (Garrido, A. 2007) (Flores Bados, J. 2008). Los valores en depuración difieren

mucho según el tipo de tratamiento incluido o no en el ratio energético, así como también influye el nivel de contaminación del agua residual a depurar. En este caso se ha decidido utilizar los valores relativos a la propia planta de La Almozara (*Entralgo J.R., 2005*), en vez de elegir valores de la bibliografía por ese motivo.

2. INTEGRACIÓN DE EE.RR. EN EL CICLO INTEGRAL DEL AGUA

2.1 INTEGRACIÓN DE EE.RR. EN EL CICLO INTEGRAL DEL AGUA

Las energías renovables son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables a escala humana, además tienen la ventaja de poder complementarse entre sí, favoreciendo su integración. Son respetuosas con el medio ambiente y aunque ocasionen efectos negativos sobre el entorno, son mucho menores que los impactos ambientales de las energías convencionales como combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón), energía nuclear, etc. Las energías renovables son parte de la energía que el sol aporta a la Tierra en cada momento, siendo la energía solar la que tiene un potencial mayor de desarrollo a largo plazo. Con las energías renovables, se puede obtener las dos formas de energía más utilizadas: calor y electricidad. Como dice el primer principio de la termodinámica, la energía ni se crea ni se destruye, por ello la utilización de la energía del sol para producir electricidad y calor, no produce cambios sustanciales en el equilibrio de la tierra. La idea de conseguir un desarrollo sostenible desde una visión energética, pasa por el uso de las energías renovables, es decir aprovechar el sol que llega al planeta, que no potencia el efecto invernadero ni el cambio climático, ni emite sustancias contaminantes o provoca recalentamiento del planeta. Por lo tanto, cuando se agoten los combustibles fósiles, las energías renovables serán la base energética (*Méndez Muñiz y Cuervo García 2007*).

2.2 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR

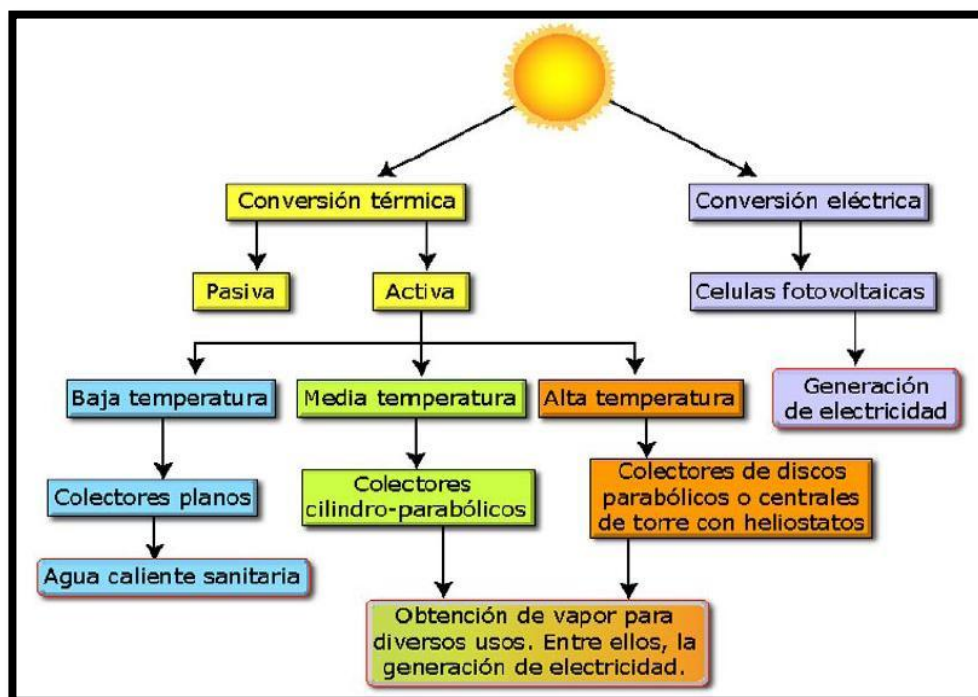
La energía solar es la energía producida por el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión, esta energía llega a la Tierra a través del espacio en cuantos de energía llamados fotones de forma directa, difusa (reflexión atmósfera) y albedo (reflexión directa y difusa en suelo y otras superficies). Para contabilizar la cantidad de energía solar que nos llega, se define el fenómeno de la intensidad de la radiación solar o irradiancia que llega a la atmósfera, cómo la cantidad de energía solar que incide en un metro cuadrado en un intervalo de tiempo. El valor medio o constante solar asignado está en torno a 1353 W/m^2 . Este valor depende del lugar en dónde se quiera evaluar, debido a los movimientos de traslación y rotación de La Tierra respecto del Sol (*Ibáñez Plana, 2005*). Y por supuesto, también depende de la proporción de radiación que reciba la superficie de captación, según las condiciones meteorológicas, así como también de la inclinación de la superficie captadora respecto al plano horizontal y de la presencia de otros elementos que afectan a la captación solar, positiva o negativamente (*Méndez Muñiz y Cuervo García 2007*).

2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE ENERGÍA SOLAR

La energía solar se puede aprovechar de dos formas diferentes, mediante transformación térmica y transformación eléctrica.

La energía solar térmica, consiste en la absorción de la radiación solar por mediación de unos dispositivos artificiales que captan la energía para realizar un intercambio de energía con algún fluido, para incrementar su temperatura y poder ser utilizada para una aplicación determinada directamente, o mediante intercambios térmicos secundarios (*Méndez Muñiz y Cuervo García, 2007*).

La energía solar fotovoltaica, consiste al igual que la térmica en absorber la radiación solar por medios de unos dispositivos artificiales que captan la energía, pero que a diferencia de estos, utilizan el efecto fotovoltaico para generar electricidad. Este efecto fotovoltaico consiste en que, en determinadas circunstancias ciertos materiales llamados semiconductores, son capaces de crear una fuerza electromotriz. Al unir semiconductores de tipo N (exceso electrones) y de tipo P (exceso de “huecos de electrones”) se crea una zona de carga en la frontera de ambos al incidir la radiación solar, que hace difundirse a cada tipo de semiconductor a la zona del otro, provocando que los del tipo N se carguen positivamente y los de tipo P negativamente, creándose una diferencia de potencial eléctrico de algunas décimas de voltio, dando lugar a un campo eléctrico. Al incidir la luz sobre la zona de unión, los fotones liberan electrones adicionales al mismo tiempo que dejan huecos en su lugar, adquiriendo estos pares electrón-hueco del campo eléctrico movimiento, que será recogido luego por la ayuda de un conductor, apareciendo corriente eléctrica que cesará cuando se suprima la incidencia de luz (Barrena, 2010).



[Figura 20] Clasificación de las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar.
(C. Eduambiental, 2005)

2.3.1 **E. S. FOTOVOLTAICA**

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica. Estos componentes que conforman una instalación fotovoltaica, principalmente son:

**Generador fotovoltaico:* encargado de captar y convertir la radiación solar en corriente eléctrica mediante módulos fotovoltaicos.

**Baterías o acumuladores:* almacenan la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico para poder utilizarla en periodos en los que la demanda exceda de la capacidad de producción del generador fotovoltaico.

**Regulador de carga:* encargado de proteger y garantizar el correcto mantenimiento de la carga de la batería y evitar sobretensiones que pueda dañarla.

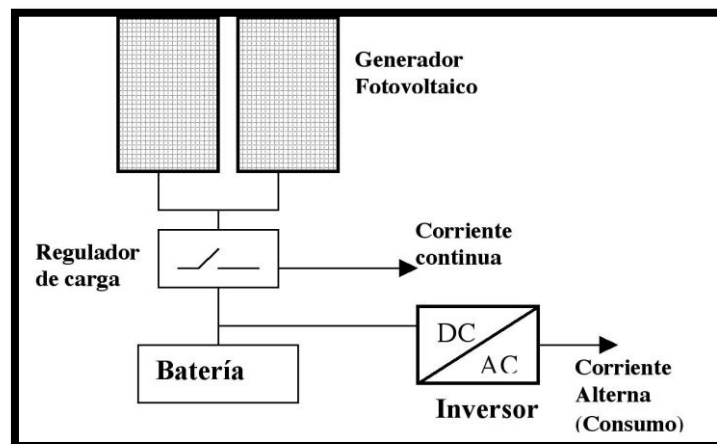
**Inversor:* o acondicionador de la energía eléctrica, encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, necesaria para alimentar algunas cargas o para introducir la energía producida en la red de distribución eléctrica.

**Elementos de protección del circuito:* como interruptores de desconexión, diodos de bloqueo, etc. Dispuestos entre diferentes componentes del sistema, para proteger frente a descargas y derivaciones de elementos, en casos de fallos y sobredescargas.

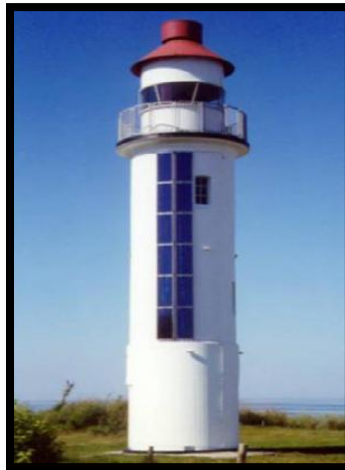
Puede haber la necesidad de un *generador auxiliar* para complementar la energía del generador fotovoltaico cuando éste no pueda mantener la demanda y esta no pueda ser interrumpida.

En cuanto a tipos de sistemas fotovoltaicos, pueden clasificarse en: aislados con o sin baterías, conectados a red o híbridos (combinados con otro tipo de generación de energía eléctrica).

*S. *Aislados*: encargados de satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica en lugares donde no existe red eléctrica de distribución o en su defecto, es de difícil acceso. Normalmente cuentan con equipos de acumulación de energía (baterías) de manera que puedan suministrar energía cuando la demanda no puede abastecerse directamente del sol, lo que conlleva un dimensionado que permita carga y recarga de baterías de acumulación en las horas solares. Aunque dependiendo de la aplicación puede darse el caso de que no necesite de baterías.

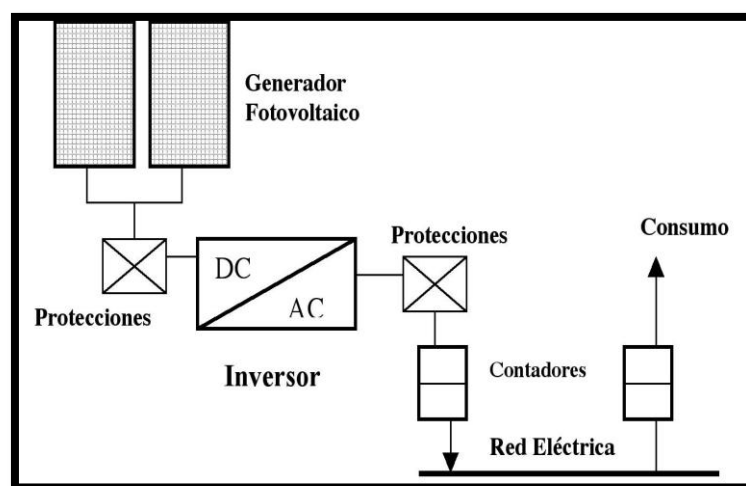


[Figura 21] Esquema de instalación E. S. Fotovoltaica aislada de la red eléctrica.
(Madridsolar, 2006)



[Figura 22] Un faro con instalación E.S. Fotovoltaica aislada de la red eléctrica.
(C. Eduambiental, 2005)

*S. *Conexión a Red*: no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas solares es canalizada a la red eléctrica. Estas instalaciones tienen sistemas de seguimiento del estado de la tensión de la red de distribución eléctrica, para garantizar el correcto funcionamiento de las mismas en lo referente a la forma de entregar la energía, tanto en modo como en tiempo, evitando situaciones peligrosas. Por lo tanto al eliminar las baterías, se elimina el componente más caro y complejo de la instalación debido a los ciclos de carga, vida útil, mantenimiento, etc.



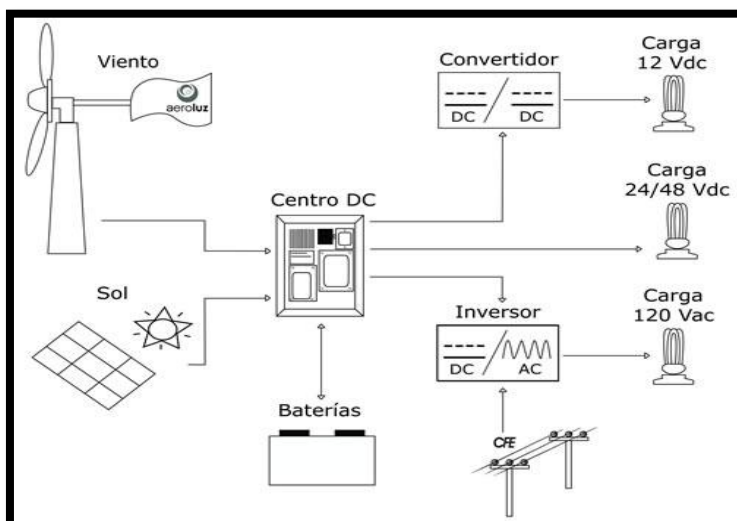
[Figura 23] Esquema de instalación E. S. Fotovoltaica conectada a red.
(Madridsolar, 2006)



[Figura 24] Imagen instalación E.S. Fotovoltaica conectada a red.
(C. Eduambiental, 2005)

*S. *Híbridos*: cuando se complementan con otros sistemas para obtener mayores garantías de disposición eléctrica, pudiendo ser generalmente grupos electrógenos o energía eólica, aunque el futuro está abierto a muchas posibilidades de combinaciones. Se suelen utilizar también como modo de aprovechamiento algún otro recurso energético cerca o en el lugar de la instalación. Y la configuración de estos sistemas varía mucho.

(Méndez Muñiz y Cuervo García, 2007).



[Figura 25] Esquema de instalación energía solar híbrida (Energía Solar y Eólica).
(www.aeroluz.com)



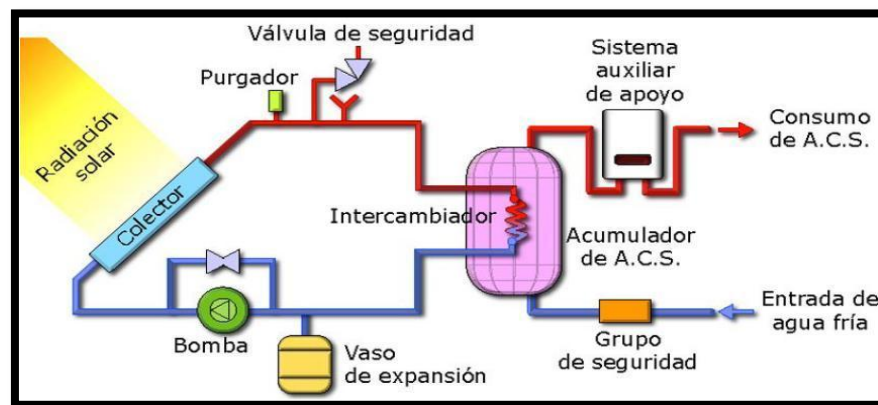
[Figura 26] Imagen alumbrado público con instalación híbrida (Energía Solar y Eólica).
(<http://megaenergy.com.ar>)

2.3.2 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

La energía térmica captada puede utilizarse de forma pasiva o activa. La pasiva se aprovecha mediante el acondicionamiento pasivo de los edificios, es decir siguiendo las pautas de la arquitectura bioclimática que consiste en diseñar los edificios (con materiales, cerramientos, orientación, colores, tipos cubiertas...) de manera que aprovechen de forma óptima las condiciones ambientales del entorno para disminuir el consumo de energía convencional sin renunciar a los niveles de confort demandados. En cambio la forma activa, usa la tecnología para captar energía solar clasificándola según el margen de temperatura que se requiera. Así se tienen tres tipos de energía solar térmica: de baja, media y alta temperatura (C. *Eduambiental*, 2005).

2.3.2.1 E. S. T. BAJA TEMPERATURA

Esta tecnología alcanza un rango de temperatura por debajo de los 90-100°C. Y su uso se suele destinar principalmente al calentamiento de agua, por debajo de su punto de ebullición, para obtener agua caliente sanitaria. Esta tecnología está formada por subsistemas de aplicación. Los más generales son: de captación, de acumulación, intercambiador, auxiliar (*C. Eduambiental, 2005*).



[Figura 27] Esquema de una instalación E.S.T. baja temperatura.
(*C. Eduambiental, 2005*)

*S. *Captación*: constituido por los colectores solares térmicos, que a su vez existen tres tipos: no vidriados, de placa plana y de vacío.

-C. *No vidriados*: son una gran cantidad de tubos diminutos de metal o plástico dispuestos en serpentín por lo que circula el agua que aumenta su temperatura (en torno a 30°C). No necesitan caja ni cubierta de cristal por lo que tienen grandes pérdidas limitando su uso para calentar piscinas en los meses de verano principalmente. Además soportan bien el paso de aguas agresivas como la clorada de piscina, pero en su contra tienen que tienen mala resistencia a tensiones mecánicas al congelarse el agua y a rasguños en la superficie.



[Figura 28] Imagen Instalación E.S.T. baja temperatura de Colectores no Vidriados.
(www.temperadodepiscinas.cl)

-C. *Placa Plana*: son los más extendidos comercialmente, consiguiendo aumentos de temperatura en torno a 60°C. Se usan para producir agua caliente para diversas aplicaciones cómo: ACS, agua caliente industrial, calefacción por suelo radiante, etc. Están compuestos por:

-*Cubierta exterior*: cristal simple o doble de vidrio, o de plástico que realiza el efecto invernadero, reducir las pérdidas de calor y hacer estanco el colector.

-*Absorbedor*: placa metálica pintada con color negro que absorbe la radiación solar, y sobre la que se encuentra soldada una tubería de cobre que conduce el líquido al que se le transfiere el calor progresivamente a su paso por el serpentín que forma la tubería.

-*Aislante térmico*: recubre laterales y parte posterior del colector para evitar pérdidas de calor.

-*Carcasa*: caja que contiene a los demás elementos proporcionando rigidez, manteniendo el interior sellado y protegido de los fenómenos atmosféricos. Ligera y resistente a la corrosión.



[Figura 29] Imagen Instalación E.S.T. baja temperatura de Colectores de Placa Plana.
(www.solclima.es)

-C. *Tubo de vacío*: alcanzan mayores temperaturas en torno a los 100°C. Por lo que su aplicación más usual es para agua caliente en procesos industriales, para las máquinas de absorción para producir frío, instalaciones de calefacción con radiadores convencionales de alta temperatura, para precalentar el fluido a la entrada de una caldera, etc. En comparación con los de placa plana, el vidrio exterior se sustituye por los propios tubos, en los que se ha hecho el vacío en su interior, impidiendo la transmisión de calor al exterior. Se suelen utilizar en climas con poca radiación solar, al aprovechar muy bien la radiación (C. C. Madrid, 2003).

*S. *Acumulación*: está compuesto por tanques de acero tratado generalmente, que almacenan el líquido calentado hasta que sea demandado.

*S. *Intercambiador*: es un componente que transfiere el calor de un circuito primario (captador) a otro secundario (consumo), siendo ambos circuitos independientes entre sí.

*S. Auxiliar: compuesto por un conjunto de elementos y dispositivos tales como tuberías de conducción, válvulas, bombas, purgadores, energía auxiliar, etc. (C. Eduambiental, 2005).

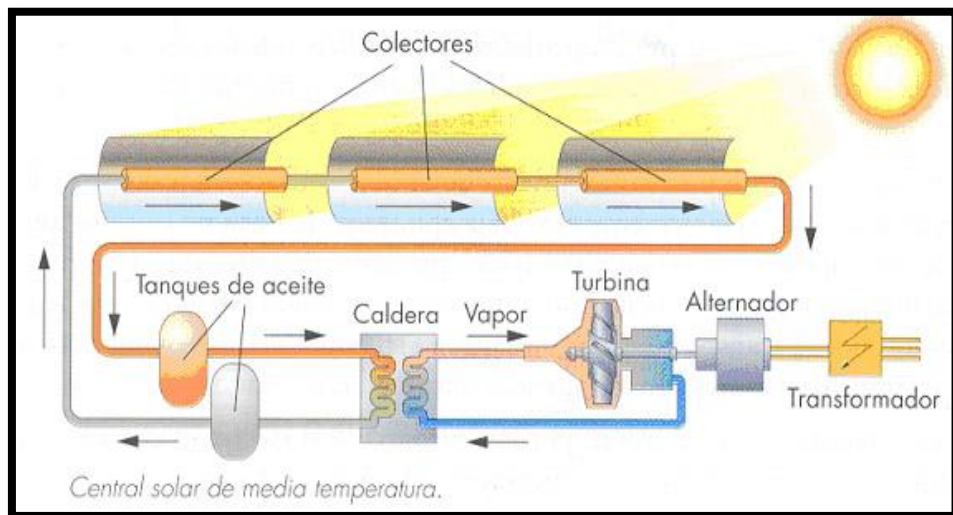


[Figura 30] Imagen Instalación E.S.T. baja temperatura de Colectores de Tubos de Vacío.
(www.crisenergiasolar.com)

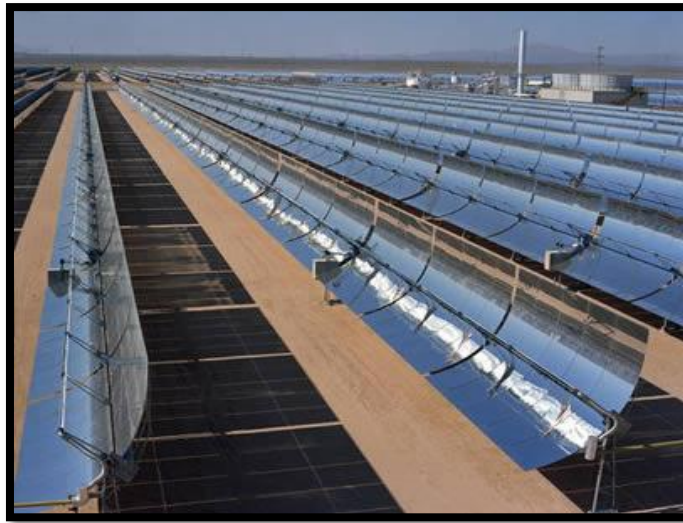
2.3.2.2 E. S. T. MEDIA TEMPERATURA

Esta tecnología consigue una gran radiación solar en una superficie muy reducida. Alcanzando unas temperaturas de 100-400°C (C. C. Madrid, 2003). Suele tener dos aplicaciones principalmente: la producción de calor en procesos industriales, y la generación de electricidad al conectar el fluido caliente que pasa por los colectores (en torno 400°C) con un sistema convencional de producción de electricidad a partir de un ciclo térmico para luego conectarse a la red de distribución eléctrica. Esta tecnología está formada por subsistemas que son: de captación, intercambiador de tanques de aceite, evaporación de gases y de aplicación (C. Eduambiental, 2005). Está constituida por dos tipos de colectores denominados de concentración, que concentran la radiación solar recibida en un elemento receptor:

-C. *Cilindro-parabólicos*: se utilizan reflectores de espejo en forma cilindro-parabólicos para concentrar la luz solar en tubos receptores térmicamente eficientes ubicados en la línea focal de la parábola por los que circula en su interior un fluido (generalmente aceites térmicos sintéticos) que es bombeado por intercambiadores para producir vapor que se convierte en energía eléctrica en un generador de turbinas de vapor convencional, o para poderse integrar en un ciclo combinado de turbinas de vapor y de gas. Los canales suelen tener un mecanismo seguidor de captación en el eje norte-sur y precisan de una buena y continua orientación solar. Y los materiales de los que se constituye esta tecnología son materiales especiales que aguanten las altas temperaturas (en torno a 400°C) a los que son sometidos.

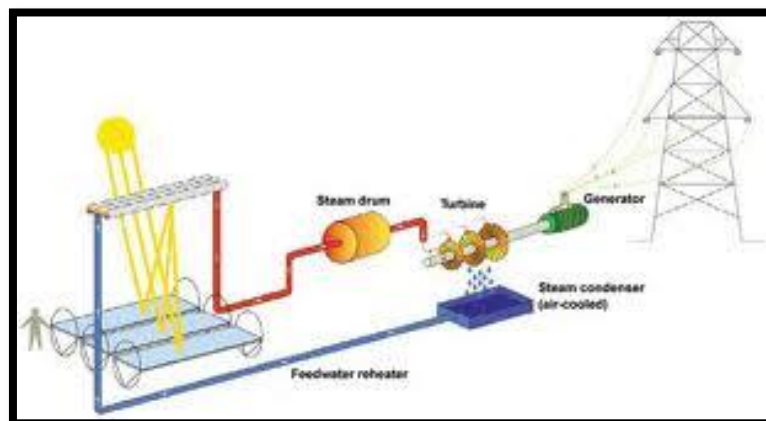


[Figura 31] Esquema instalación E.S.T. media temperatura de Colectores Cilindro-parabólicos.
(<http://www.shv.es>)



[Figura 32] Imagen instalación E.S.T. media temperatura de Colectores Cilindro-parabólicos.
(<http://www.textoscientificos.com>)

-C. *Lineal Fresnel*: son conjuntos de receptores de espejos planos en filas a ambos lados, inclinados ligeramente que concentran linealmente la radiación solar hacia un tubo que absorbe y concentra esta radiación a lo largo de una fila que traza el eje de simetría del conjunto total de receptores. Es un sistema con grandes longitudes focales (*Richter, Teske y Shor, 2009*).



[Figura 33] Esquema instalación E.S.T. media temperatura de Colectores Lineales Fresnel.
(www.palebludot.com)



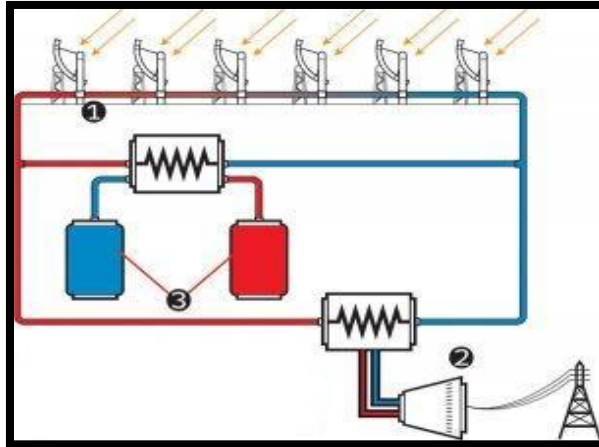
[Figura 34] Imagen instalación E.S.T. media temperatura de Colectores Lineales Fresnel.
(www.inhabitat.com)

2.3.2.3 E. S. T. ALTA TEMPERATURA

En esta tecnología se consigue una concentración de la radiación muy alta, que es recibida de grandes extensiones de reflectores en un solo punto. Son capaces de alcanzar temperaturas de 400-1000°C (C. C. Madrid, 2003). Se suele destinar fundamentalmente a la generación de energía eléctrica y está compuesta por los subsistemas de: captación, intercambiador de tanques de aceite, evaporación de gases, transformación de la energía cinética de los gases en energía mecánica de rotación y subsistema de generación eléctrica accionado por turbina (C. Eduambiental, 2005). Está constituida por dos tipos de colectores denominados de concentración puntual, que concentran la radiación solar recibida en un foco puntual reduciendo así pérdidas por radiación y convección.

-C. *Discos parabólicos*: están constituidos por espejos que a modo de revolución en forma de disco parabólico, concentran los rayos solares en un receptor focal puntual del disco (a modo antena parabólica de comunicación),

permitiendo que la radiación de los rayos concentrados se absorba por el receptor para calentar un fluido o gas (en torno de los 750-900°C) que se utiliza para generar electricidad en un pequeño pistón, motor Stirling, o de una micro turbina conectada al receptor.

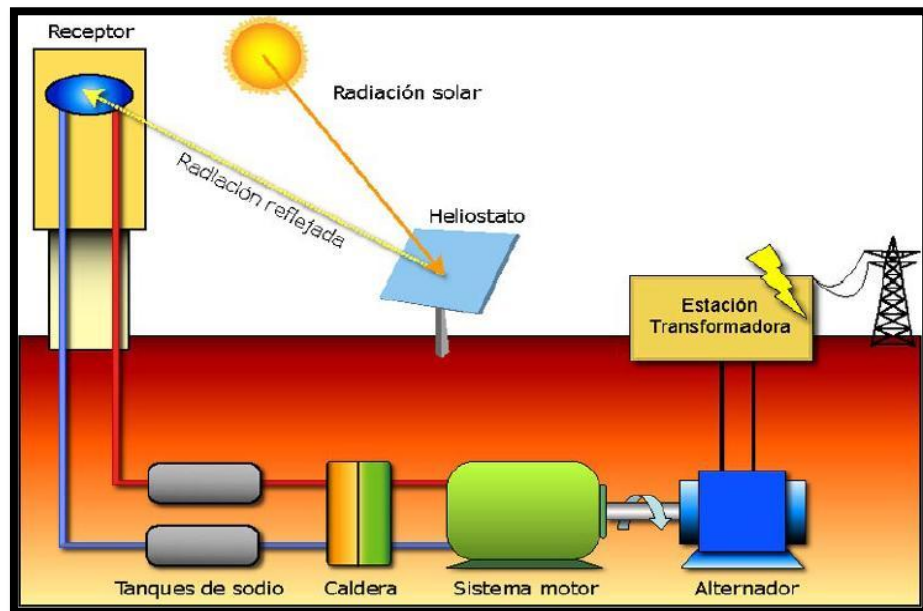


[Figura 35] Esquema E.S.T. alta temperatura de Discos Parabólicos con motor Stirling.
(www.ecokoncepts.wordpress.com)



[Figura 36] Imagen E.S.T. alta temperatura de Discos Parabólicos con motor Stirling.
(www.internationalrivers.org)

-C. *Receptor Central (o Torre Solar)*: consiste en un conjunto de espejos reflectores orientados con sistemas de seguidor solar llamados heliostatos, que están distribuidos alrededor de un foco que tiene un receptor instalado en lo alto de una torre que absorbe la radiación altamente concentrada por los heliostatos (en torno a temperaturas de 1000°C), transfiriéndola a un fluido (agua/vapor, sales fundidas o aire) para transformarla en energía térmica que se utiliza para generar vapor altamente calentado para una turbina que genera electricidad (*Richter, Teske y Shor, 2009*).



[Figura 37] Esquema instalación E.S.T. alta temperatura de Receptor Central (Torre Solar).
(C. Eduambiental, 2005)



[Figura 38] Imagen instalación E.S.T. alta temperatura de Receptor Central (Torre Solar).
(<http://www.veoverde.com>)

2.4 TECNOLOGÍAS DE ENERGÍA SOLAR ADECUADAS PARA EL CICLO INTEGRAL DEL AGUA

Se quiere elegir una energía solar de las existentes para energía solar fotovoltaica y energía solar térmica de media y alta temperatura, para integrarlas en el ciclo integral del agua.

Para elegir una de las tecnologías de solar fotovoltaica se tendrá en cuenta sobretudo la eficiencia de los paneles, tendencias futuras del mercado, así también como costes. Para la energía solar térmica de media y alta temperatura se tendrá en cuenta los mismos parámetros que para solar fotovoltaica y se elegirá una tecnología.

Una vez elegidas ambas tecnologías se realizarán para cada planta los cálculos aproximados para saber que tecnología cubre mejor la demanda energética así como también, cuál de ellas es más viable económicamente y es posible integrar en las tres plantas descritas anteriormente en el ciclo integral del agua de la ciudad de Zaragoza.

2.4.1 TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Existen diversas tecnologías para energía solar fotovoltaica que las podemos clasificar así:

- Silicio Cristalino:

 - Silicio Monocristalino

 - Silicio Policristalino

- Capa fina:

 - Silicio Amorfo (flexibles o rígidos)

 - Silicio Monocristalino (en tándem con amorfo)

 - CdTe (Teluro de Cadmio)

 - CIS (Cobre Indio Galio)

 - CIGS (Cobre Indio Galio Selenio)

En este análisis se han comparado las tecnologías de Silicio Monocristalino, CIS y CdTe.

El silicio monocristalino tiene una eficiencia aproximada de 13 a 19%, para los cálculos posteriores se elige un valor del 15%. El precio de los módulos está en torno a los 2,2 a 2,6 €/Wp y tiene una cuota de mercado del 90%. Sus principales ventajas son que es una tecnología madura, que tiene una cadena de suministro

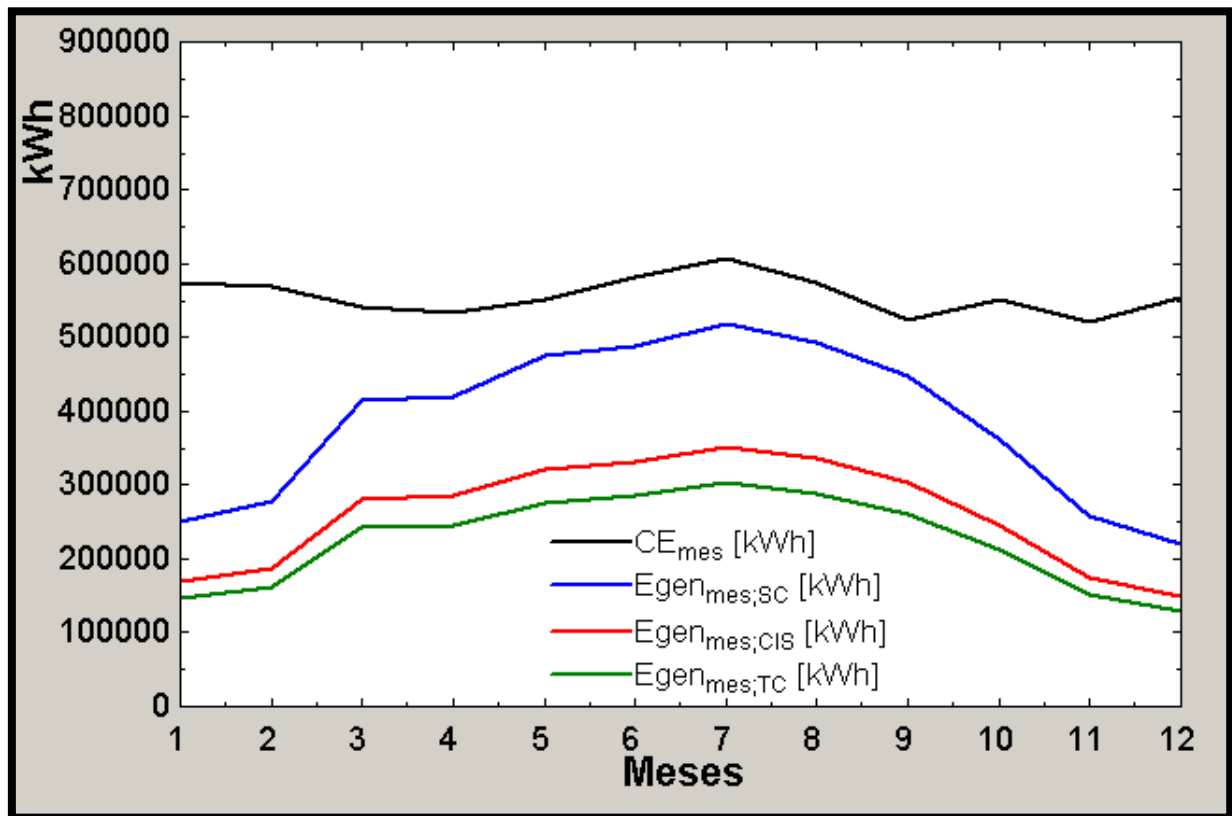
establecida y que tiene una alta eficiencia. Aunque por el contrario depende mucho de los precios de las materias primas.

El Teluro de Cadmio (CdTe) tiene una eficiencia aproximada de 10 a 11%, para los cálculos se elige el valor del 10%. Su precio está estimado en 1,5 a 2 €/Wp, su cuota de mercado actual es muy reducida siendo tan sólo de un 2,7 %. Sus principales ventajas son que tiene una eficiencia relativamente alta, unos bajos costes de producción y se comporta muy bien frente a la temperatura. En su contra tiene que tiene un potencial de toxicidad debido al cadmio, además hay un déficit de potencial de esta tecnología y tiene todavía una experiencia limitada.

El CIS (Cobre Indio Galio) tiene una eficiencia en torno del 8 al 11%, para los cálculos se elige el valor del 8%. Su precio está entre los 1,9 a 2,1 €/Wp, siendo su cuota de mercado actual de tan sólo un 0,2%. Sus principales ventajas es que es fácil de implementar en sustratos flexibles y tiene una eficiencia relativamente alta. Pero sus principales desventajas son su alto coeficiente de pérdidas debidas a la temperatura, su déficit potencial, el elevado coste del Indio, y que todavía tiene una experiencia muy limitada (*Figueiras P., 2009*).

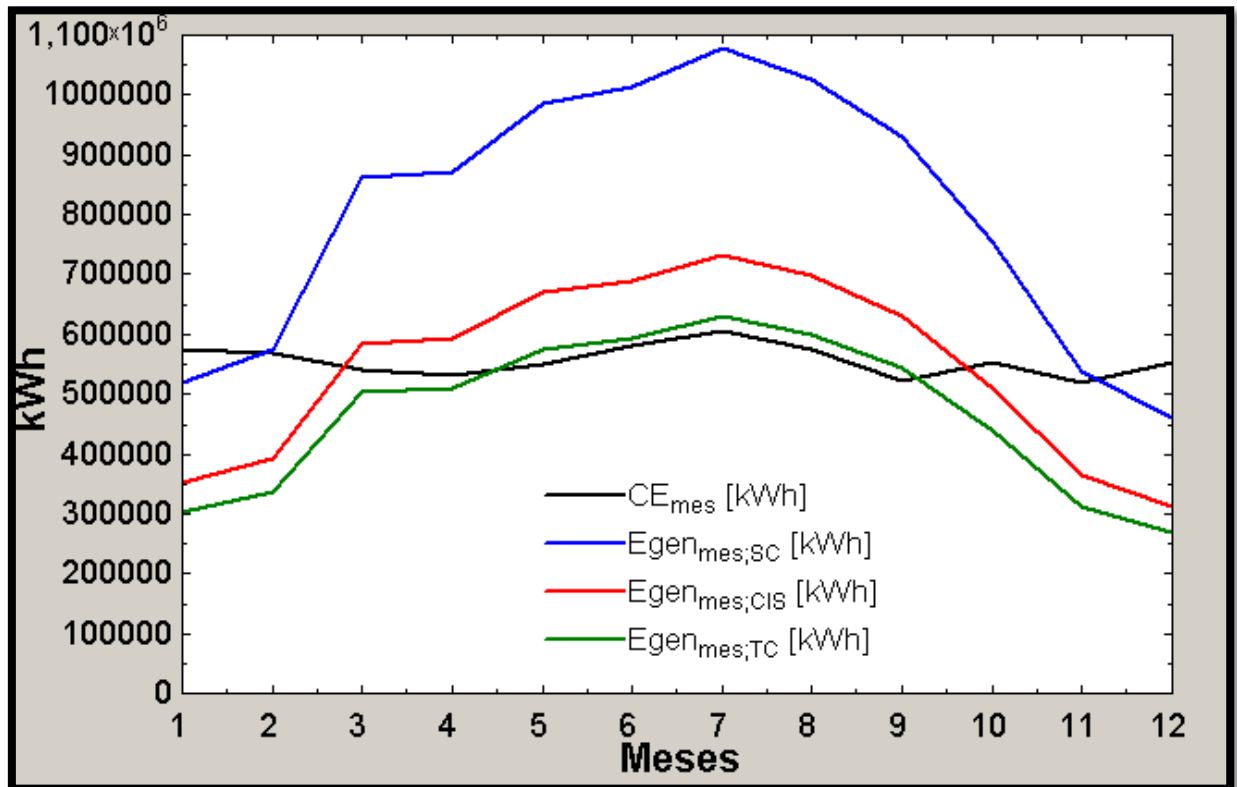
Por lo tanto entre las tres tecnologías se elige el Silicio Cristalino debido a que para integrarlo en las tres plantas a estudio del ciclo integral del agua en Zaragoza, es la tecnología que más alta tiene la eficiencia, además es una tecnología madura, hay mucha competencia de suministro y el precio no difiere tanto de las otras dos tecnologías fotovoltaicas.

Para justificar con cálculos esta decisión, se realizan los cálculos para la planta potabilizadora de Casablanca con las tres tecnologías fotovoltaicas, de las que se obtienen los resultados siguientes:



[Figura 39] Energía (generada por cada tecnología y consumo de la planta) cada mes.
(Elaboración propia)

En el gráfico [Figura 39], se muestra la energía generada mes a mes por cada tecnología y, para comparar, el consumo eléctrico que tiene cada mes la planta. Para ello se ha partido de la hipótesis de la superficie de 50.000 m², que actualmente ocupa una instalación fotovoltaica existente en la planta. Con esa superficie se ha calculado el número de módulos fotovoltaicos máximos que la cubrirían para cada tecnología teniendo en cuenta sus rendimientos y las pérdidas del sistema. De este modo se calcula la potencia total que se podría instalar en los 50.000 m² para cada tecnología, y la energía que se genera al año.



[Figura 40] Energía (generada por cada tecnología y consumo de la planta) cada mes.
(Elaboración propia)

En el gráfico [Figura 40], al igual que el anterior, se muestra la energía generada mes a mes por cada tecnología, y también, el consumo eléctrico que tiene cada mes la planta. Pero en este caso se calcula para la superficie real disponible que tiene la planta de 104.000 m².

2.4.2 TECNOLOGÍA TERMOSOLAR DE CONCENTRACIÓN

En este análisis se comparan las energías para media temperatura y alta temperatura.

Los Colectores Cilindro-parabólicos tienen un calor de proceso de media temperatura. Tienen una eficiencia anual neta de probado rendimiento de la planta del 14% (de radiación solar a potencia eléctrica neta). Existen ya en el mercado más de 16.000 millones de kWh de experiencia operativa potencial de hasta 400°C probados comercialmente. Usan bien el terreno mediante módulos y tienen menor demanda de materiales. El concepto de híbrido está probado y tienen capacidad de almacenamiento. Y los costes de inversión y operativos están probados comercialmente. En su contra hay que decir que el uso de aceite como fluido de transferencia térmica, restringe las temperaturas a 400°C por lo que sólo obtenemos calidades moderadas de vapor.

El Receptor Central o Torre Solar son plantas conectadas a la red, en las que el calor de proceso está a alta temperatura. Tiene buenas perspectivas a medio plazo para grandes eficiencias de conversión, con temperaturas operativas de más de 1000°C, aunque han sido probados a 565°C a escala de 10 MW. Pueden almacenar a altas temperaturas, siendo posibles operaciones híbridas. Son las mejores para refrigerar en seco que los cilindro-parabólicos y Fresnel. Y son mejor opción para usar en lugares no llanos. Aunque en su contra tiene que los valores anuales de rendimiento previstos, los costes de inversión y su operación necesitan pruebas a mayor escala en operaciones comerciales.

Los Discos Parabólicos son sistemas pequeños independientes, sin conexión a red, o en parques más grandes de discos conectados a red. Tienen eficiencias de conversión muy altas, así como integra de la forma más efectiva el almacenamiento térmico en una central grande. Tienen fácil fabricación y producción en serie de piezas disponibles al ser módulos. No requieren agua para refrigerar el ciclo. En su contra hay que decir que no hay ejemplos de uso comercial a gran escala y están en proceso de investigación y desarrollo. Además tienen menor potencial de

disponibilidad para integración a la red y los objetivos de costes previstos de producción en serie están aún por probar.

Los Concentradores Lineal de Fresnel son plantas conectadas a la red, o bien generan vapor para su uso en plantas térmicas convencionales. Es una tecnología ya disponible con muy alta eficiencia solar (sobre todo al mediodía solar) y que puede adquirirse en espejos planos para doblarlos in situ, lo que significa menor coste de fabricación. Además contempla operaciones híbridas. Pero como desventaja tiene su reciente entrada en el mercado, en donde sólo hay pequeños proyectos operativos (*Richter, Teske y Shor, 2009*)

A continuación plasmamos un cuadro de elaboración propia con las características principales de cada tecnología recopiladas de diferentes fuentes. En este cuadro no se incluye la tecnología Fresnel debido a que no está en mercado y no se han obtenido datos comerciales fiables.

TECNOLOGÍAS MEDIA Y ALTA Tª (E.S.T)	C. Parabólicos	Receptor Central	Disco Parabólico	(Fuente)
Tamaño	30 – 80* (MW)	100 – 200* (MW)	5 – 25 (kW)	Romero M., 2008
Temperatura operación (°C)	390	565	750	Romero M., 2008
Eficiencia pico (%)	20% (Demostrado)	23 (Previsión)	29,4 (Demostrado)	Romero M., 2008
Eficiencia Neta Anual (%)	11 – 16%*	7 – 20%*	12 – 25% (Previsión)	Romero M., 2008
Estado Comercial	Disponible	Demo. gran escala	Demo. prototipos	Romero M., 2008
Riesgo Tecnológico	Bajo	Medio	Alto	Romero M., 2008
Disponibilidad Almacenamiento	Limitado	Si	Baterías	Romero M., 2008
Factor Concentración Rad. Solar	30 – 80 veces	200 – 1000 veces	1000 – 4000 veces	Rueda F., 2005
Factor de Capacidad***	28,5%	33,3%	49,6%	Téllez F., 2009
Demanda satisfecha aporte solar***	50%	29,2%	45%	Téllez F., 2009
Diseños Híbridos	Si	Si	Si	Romero M., 2008
Coste W instalado €/m2	491 – 255*	440 – 185*	2870 – 296*	Romero M., 2008
Coste W instalado €/W	3,7 – 2,5*	4,0 – 2,3*	11,7 – 1,2*	Romero M., 2008
Coste W instalado €/Wp	3,49 – 1,13**	2,09 – 0,78**	11 – 0,96**	Romero M., 2008
C. global electr. (solo solar) €/kWh _{el} ***	0,172	0,154	0,281	Téllez F., 2009
C. O&M incl. coste global €/kWh _{el} ***	0,032	0,036	0,046	Téllez F., 2009

*Rango indicado al período de 2005 a 2030.

** €/Wp referido coste con y sin almacenamiento de energía.

*** C.Parabólicos (Aceite), Receptor Central y Disco Parabólicos (Sales) y las tres tecnologías para 3 h. de almacenamiento energía.

[Figura 41] Tabla comparativa tecnologías E.S.T. Media y Alta Temperatura.
(Elaboración propia a través de otras fuentes)

Por lo tanto entre las tecnologías existentes para realizar el estudio en el ciclo integral del agua en la ciudad de Zaragoza, se elegirán la tecnología de Colectores Cilindro-parabólicos debido a que es una tecnología comercial y con bajo riesgo tecnológico, aprovechan bien el terreno y están formados por módulos.

2.5 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL CICLO DEL AGUA DE ZARAGOZA. CÁLCULOS.

2.5.1 RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO

Para cada una de las tres plantas a estudio se ha seguido un método basándonos en la superficie disponible que se tiene en cada planta para la colocación de los módulos fotovoltaicos. Teniendo las dimensiones de un módulo fotovoltaico por defecto de la tecnología elegida, se han realizado los cálculos para aproximar cuantos paneles ocuparían esa superficie, de cuanta potencia pico es cada panel y por consiguiente cuanta energía se genera. Así se sabrá qué porcentaje cubren del consumo eléctrico total de la planta a estudio. Posteriormente en una tabla paramétrica se realiza una estimación de cuantos módulos fotovoltaicos y cuanta superficie en cada planta harían falta para poder cubrir toda la demanda anual de consumo eléctrico con la energía generada por los módulos fotovoltaicos. Para realizar los cálculos se ha utilizado el programa “EES” (Engineering Equation Solver).

2.5.2 PROCESO DE RESOLUCIÓN

El proceso de resolución se realiza para las tres plantas a estudio del mismo modo, por lo que la dinámica de este proceso de resolución se podrá aplicar a las otras dos plantas de estudio, teniendo en cuenta sus diferentes flujos de consumos de electricidad, así como la superficie disponible en cada planta y los caudales de agua a tratar.

En el presente estudio se utilizan valores extraídos de la página web <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>. El estudio se ha realizado con la base de datos de radiación clásica de “PVGIS” y para la ciudad de Zaragoza que tiene una localización de 41°39'22" Norte, 0°52'35" Oeste y una elevación de 211 metros sobre el nivel del mar. Como parámetros elegidos en el estudio, se ha elegido un ángulo de 35° de inclinación con 0° de acimut (orientación sur) debido a que estamos en el hemisferio norte.

Como valor de las pérdidas totales del sistema fotovoltaico se ha elegido un PR (Performance Ratio) de 75,2%, tomándolo como un valor fijo durante todo el año. Este valor se ha obtenido estimándolo del performance ratio medio de “PVGIS”. Después, se ha procedido a la obtención de datos de la columna de “Hm” (irradiación o energía incidente mensual en una superficie) en kWh/m².

DATOS PVGIS	Hm (kWh/m ²)
Enero	91,2
Febrero	101
Marzo	151
Abril	153
Mayo	173
Junio	178
Julio	189
Agosto	180
Septiembre	163
Octubre	132
Noviembre	94,2
Diciembre	80,6
Media anual	141
Total año	1690

[Figura 42] Datos de irradiación mensual en Zaragoza según base de datos de PVGIS clásico.
(<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>)

*A continuación se explican para el caso de la ETAP de Casablanca, las constantes y variables del programa, su nombre utilizado y la forma de calcularlas:

CA_mes (es la cantidad de agua a tratar cada mes en m³ por la planta).

CE_potab (consumo eléctrico en kWh sólo para potabilización cada mes).

CE_fango (consumo eléctrico en kWh para la línea fangos kWh cada mes).

CE_mes (consumo eléctrico total (suma de CE_potab y CE_fango) en kWh cada mes).

ratio_CE_CA_mes (ratio mensual de consumo eléctrico por metro cúbico)

HSP_mes (es la irradiación mensual, columna de datos de PVGIS llamada atrás Hm).

HSP_año (es la suma anual de la irradiación mensual de cada mes).

$G = 1 \text{ kW/m}^2$ (Constante de Irradiancia Solar, en Condiciones Estándar de Medida en la célula solar que son: irradiancia de 1000 W/m^2 , temperatura de célula 25°C y distribución espectral AM de 1,5 G).

alfa_incl_opt = 35° (inclinación óptima para los módulos fotovoltaicos).

$\beta_{lat_zgz} = 41,64^\circ$ (Latitud de Zaragoza $41^\circ 39' 22''$ según "PVGIS").

hs_{min} = (en grados, altura solar mínima para el hemisferio norte que es el 21 de Diciembre).

Para calcular la altura solar mínima se utiliza esta fórmula.

$$hs_{min} = 90 - \beta_{lat;zgz} - 23,5$$

$rdto_SC = 0,15$ (15% que es el valor por defecto elegido para el rendimiento de la tecnología fotovoltaica de Silicio Monocristalino).

$PR_SC = 0,752$ (75,2% valor que queda al restar las pérdidas globales del sistema fotovoltaico).

Se usará el mismo valor constante del performance ratio a lo largo del año para simplificar los cálculos.

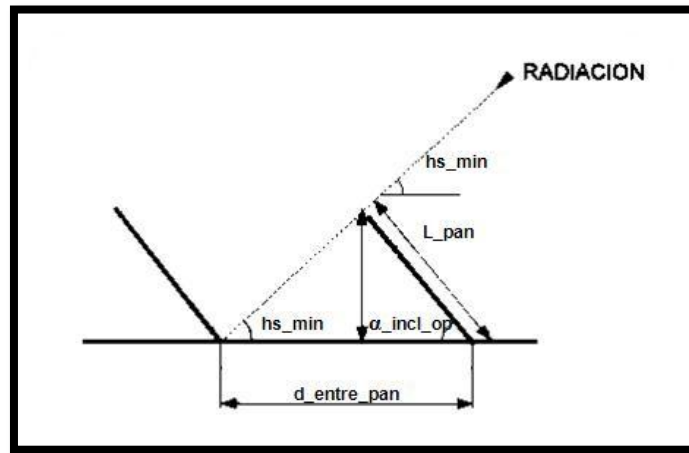
$L_{pan} = 1,6$ m (largo del panel fotovoltaico en metros, se ha elegido esta medida por defecto).

$An_{pan} = 0,8$ m (ancho del panel fotovoltaico en metros, se ha elegido esta medida por defecto).

Se tiene en cuenta que hay que dejar una distancia mínima entre las filas de los módulos fotovoltaicos según el ángulo de altura solar mínima para el peor mes del año (21 de diciembre para hemisferio norte) para evitar posibles sombras entre ellos, y para calcularla se usará esta fórmula:

$$d_{entre;pan} = L_{pan} \cdot \frac{\sin(\alpha_{incl;opt})}{\tan(hs_{min})} + L_{pan} \cdot \cos(\alpha_{incl;opt})$$

$d_{\text{entre_pan}} = 3,29 \text{ m}$ (distancia mínima entre hileras de módulos fotovoltaicos para evitar sombras entre ellos).



[Figura 43] Esquema conceptual de la distancia entre módulos fotovoltaicos.

$\text{sup_panSC} = 1,28 \text{ m}^2$ (superficie de incidencia solar del módulo fotovoltaico).

$$\text{sup}_{\text{panSC}} = L_{\text{pan}} \cdot \text{An}_{\text{pan}}$$

La distancia mínima entre paneles por la anchura de cada panel será la superficie ficticia en el suelo que ocupe cada módulo fotovoltaico para evitar sombras entre hileras.

$$\text{sup}_{\text{sueloSC}} = d_{\text{entre;pan}} \cdot \text{An}_{\text{pan}}$$

$\text{sup_sueloSC} = 2,634 \text{ m}^2$ (superficie ficticia de cada módulo fotovoltaico sobre el suelo de la superficie disponible para instalar los módulos).

$\text{sup_etap} =$ (en m^2 superficie con la que se ha realizado la instalación existente de fotovoltaica en la planta de Casablanca).

Para calcular el número de módulos fotovoltaicos que caben de forma aproximada en la superficie real de la planta dividiremos la superficie de la planta por cada superficie ficticia que necesita cada módulo para evitar sombras entre ellos.

$$n_{\text{pan;tot;SC}} = \frac{\text{sup}_{\text{etap}}}{\text{sup}_{\text{sueloSC}}}$$

Una vez calculado el número de paneles necesario de silicio monocristalino, se procede a calcular la potencia pico necesaria de cada módulo fotovoltaico. Para ello tendremos en cuenta la constante de irradiancia solar “G” que tiene un valor de 1 kW/m², el rendimiento de las células fotovoltaicas que es la relación entre la energía que se genera respecto de la que le incide, en este caso el 15%, y por último la superficie efectiva de captación solar de cada módulo.

$$P_{1\text{panSC}} = \text{sup}_{\text{panSC}} \cdot G \cdot \text{rdto}_{\text{SC}}$$

Una vez calculado la potencia pico de un panel en kW, multiplicaremos por el número de paneles que hemos calculado anteriormente, y obtendremos la potencia de nuestra instalación.

$$P_{\text{gen}_{\text{tot;SC}}} = P_{1\text{panSC}} \cdot n_{\text{pan;tot;SC}}$$

Para calcular la energía que podemos generar al mes en kWh con estos módulos, se tienen en cuenta la energía solar que les inciden cada mes, así como las pérdidas que se producen en la instalación reflejadas en el valor del performance ratio.

$$E_{\text{gen}_{\text{mes};\text{SC};i}} = P_{\text{gen}_{\text{tot};\text{SC}}} \cdot \text{HSP}_{\text{mes};i} \cdot \frac{PR_{\text{sc}}}{G}$$

A continuación se realiza el sumatorio de la energía generada por nuestro sistema para todos meses, obteniendo la energía que producimos al año.

$$E_{\text{gen}_{\text{tot};\text{SC}}} = \sum_{i=1}^{12} (E_{\text{gen}_{\text{mes};\text{SC};i}})$$

Otras variables calculadas para ver mejor los resultados son:

$B_{\text{mes_SC}}$ = (en kWh, es la diferencia que hay para cada mes entre el consumo eléctrico de la planta y la energía generada por el sistema).

$$B_{\text{mes};\text{SC};i} = E_{\text{gen}_{\text{mes};\text{SC};i}} - CE_{\text{mes};i}$$

$B_{\text{tot_SC}}$ = (en kWh, es la diferencia que hay al año entre el consumo eléctrico de la planta y la energía generada por el sistema).

$$B_{\text{tot};\text{SC}} = E_{\text{gen}_{\text{tot};\text{SC}}} - CE_{\text{tot};\text{año}}$$

$E\%_{\text{cubro_mes_SC}}$ = (en porcentaje, es la demanda de consumo eléctrico que se cubre al mes respecto del consumo total).

$$E\%_{\text{cubro};\text{mes};\text{SC};i} = E_{\text{gen}_{\text{mes};\text{SC};i}} \cdot \frac{100}{CE_{\text{mes};i}}$$

$E\%_{\text{año_cubro_SC}}$ = (en porcentaje, es la demanda de consumo eléctrico que se cubre al año respecto del consumo total).

$$E\%_{\text{año cubro;SC}} = E_{\text{gen tot;SC}} \cdot \frac{100}{CE_{\text{tot;año}}}$$

CA_ahorra_año_SC = (m³ de agua a tratar se ahorran con la energía generada por el sistema fotovoltaico respecto del consumo total al año).

$$CA_{\text{ahorra;año;SC}} = E_{\text{gen tot;SC}} \cdot \frac{CA_{\text{año}}}{CE_{\text{tot;año}}}$$

CA%_ahorra_año_SC = (en porcentaje, m³ de agua a tratar se ahorran con la energía generada por el sistema fotovoltaico respecto del consumo total al año).

$$CA\%_{\text{ahorra;año;SC}} = CA_{\text{ahorra;año;SC}} \cdot \frac{100}{CA_{\text{año}}}$$

2.5.3 RESULTADOS PARA E. S. FOTOVOLTAICA

En los siguientes subapartados se irán detallando los resultados obtenidos para cada tipo de planta que se ha estudiado.

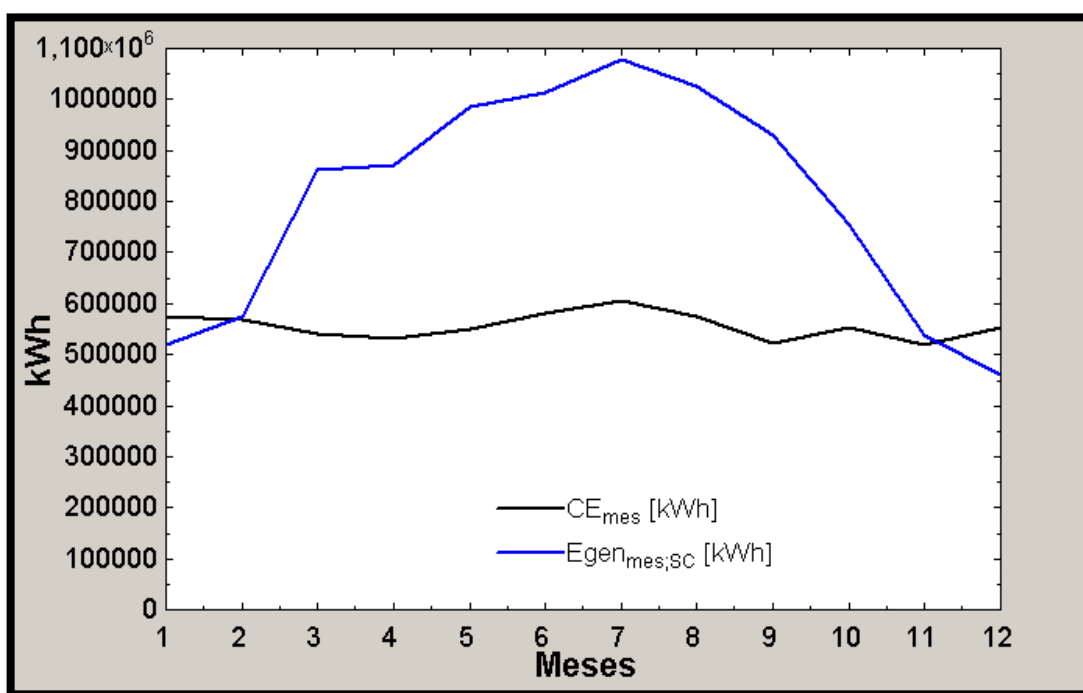
2.5.3.1 RESULTADOS ETAP CASABLANCA

Los resultados obtenidos para la planta potabilizadora de Casablanca, determinan que el número de módulos fotovoltaicos necesarios para la superficie real disponible de la planta es de 39.487 con una potencia unitaria de 192 W. La planta tendría una potencia instalada de 7.581 kW y generaría una energía anual de 9.612.347 kWh. El balance entre la energía anual generada menos el consumo eléctrico de la planta sería positivo alcanzando una energía excedente de 2.932.862 kWh. Ese porcentaje representa 144%, es decir excede un 44% del 100% de energía que demanda la planta. Este porcentaje es el mismo que el ahorro de consumo de agua respecto del total. Ese ahorro equivale a 93.159.757 m³ de agua al año.

ETAP CASABLANCA	FV SC
Resultados	Superficie real 104.000 m ²
Nº módulos	39.487
Potencia 1 módulo [kW]	0,192
Potencia planta [kW]	7.581
Energía generada año [kWh]	9.612.347
B.Energía anual Egen-CE [kWh]	2.932.862
B.Energía anual Egen/CE [%]	144
Agua ahorro año del total [m ³]	93.159.757
Agua ahorro año del total [%]	144

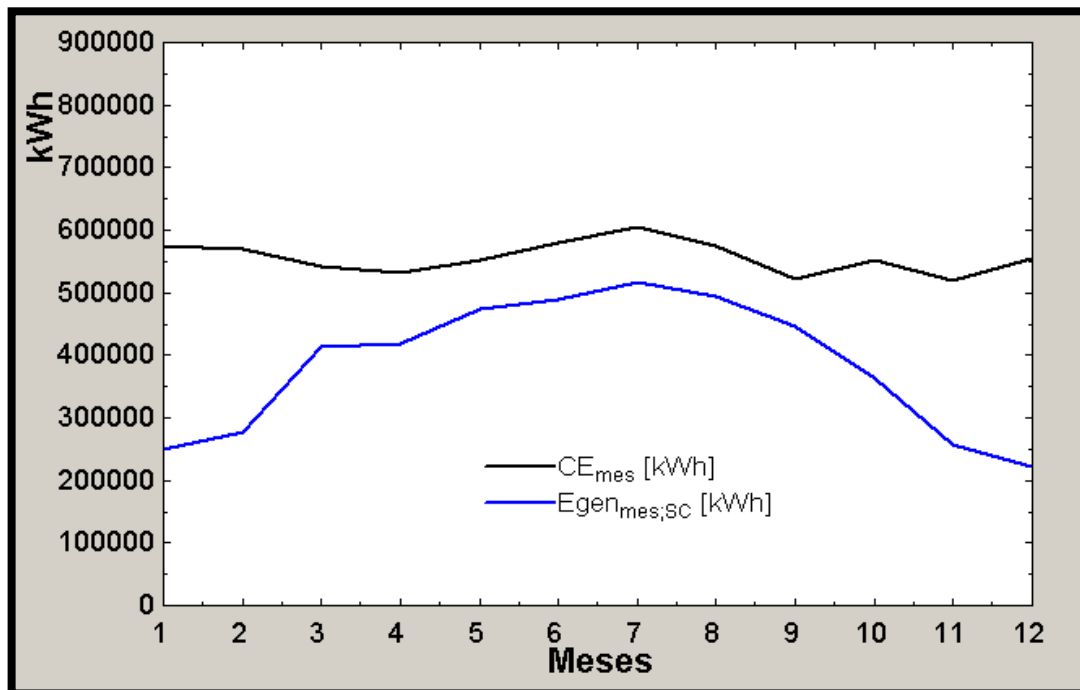
[Figura 44] Cuadro resumen resultados FV para Casablanca.
(elaboración propia)

A continuación se muestran los gráficos con la energía generada cada mes por los módulos fotovoltaicos respecto del consumo total de la planta cada mes para los casos de 104.000 m² referentes a la superficie total disponible y de 50.000 m² de superficie que ocupa la instalación existente de fotovoltaica instalada.



[Figura 45] Gráfico que muestra el consumo eléctrico respecto energía producida durante el año para una superficie de 104.000 m².
(Elaboración propia)

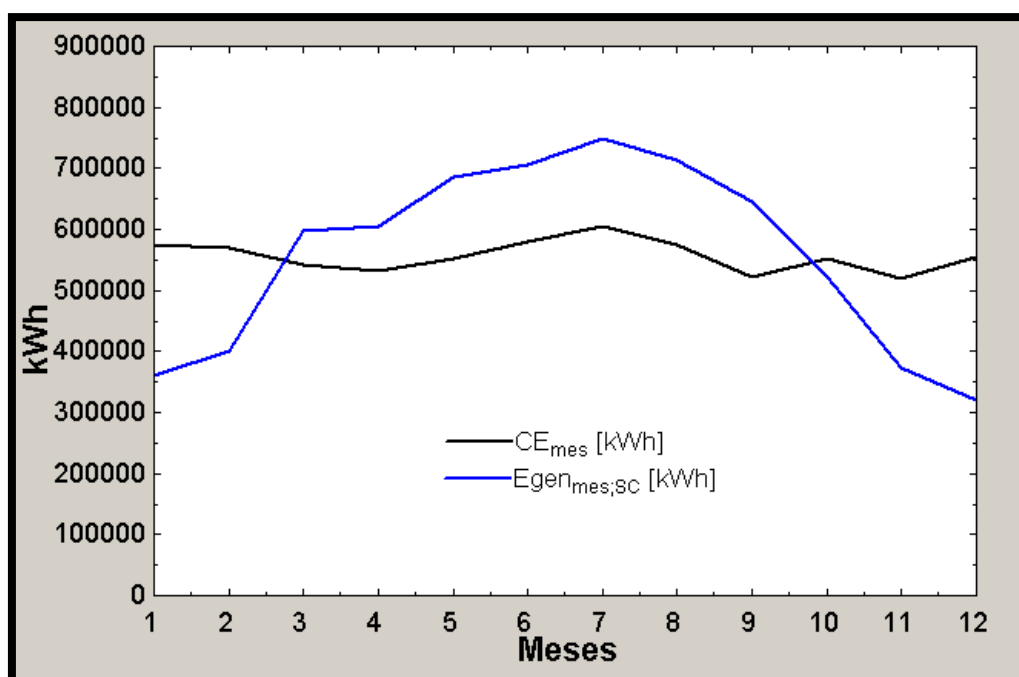
En el gráfico anterior, se observa que con la energía generada con la total superficie de la planta, se daría prácticamente para cubrir el consumo para todos los meses del año, y por lo tanto habría un excedente de energía.



[Figura 46] Gráfica que muestra el consumo eléctrico respecto energía producida durante el año para una superficie de 50.000 m².
(Elaboración propia)

Se puede apreciar en este último gráfico que hay meses en los que la energía generada estaría muy cercana al consumo eléctrico, principalmente en los meses de verano que es cuando más horas de radiación solar y mayor radiación hay.

Y por último en el gráfico siguiente, se muestra la energía generada por los módulos fotovoltaicos y el consumo eléctrico de la planta cada mes, en el caso de que la energía generada anual y el consumo anual fuesen iguales. Se puede observar que en los meses de verano existe se sobrepasa la producción de energía generada y se crea un excedente, y en cambio, en los meses de invierno no se obtiene la suficiente energía para cubrir el consumo de la planta. Por lo que en general, ambas variables no se acoplan en la relación eléctrica demanda y producción.



[Figura 47] Gráfica que muestra el consumo eléctrico de energía de la planta en el caso de que fuera el mismo que la energía que genera el sistema.
(elaboración propia)

En la siguiente tabla paramétrica se han estimado, para distintos valores de la potencia instalada en la planta, el valor del resto de parámetros significativos. En color verde están los datos para una superficie equivalente a la que actualmente ocupa la instalación fotovoltaica instalada. En amarillo se estima el caso en que el consumo eléctrico de la planta al año fuese el mismo que la energía que se generase a lo largo del año por los módulos. Y en color turquesa se estiman los valores que se alcanzarían si se utilizase toda la superficie de la planta para una instalación de energía solar fotovoltaica. Los valores intermedios se han introducido para ver de forma general cómo van cambiando las variables conforme se va aumentando la superficie hasta llegar a la superficie disponible real de la que dispone la potabilizadora de Casablanca.

1..7	1 CE _{tot,año} [kWh]	2 n _{pan,tot,SC}	3 Egen _{tot,SC} [kWh]	4 Pgen _{tot,SC} [kW]	5 sup _{etap} [m ²]
Run 1	6679485	18984	4621321	3645	50000
Run 2	6679485	20675	5032954	3970	54454
Run 3	6679485	22366	5444587	4294	58907
Run 4	6679485	24057	5856219	4619	63361
Run 5	6679485	25748	6267852	4944	67815
Run 6	6679485	27439	6679485	5268	72268
Run 7	6679485	39487	9612347	7581	104000

[Figura 48] Tabla paramétrica de resultados para Casablanca.

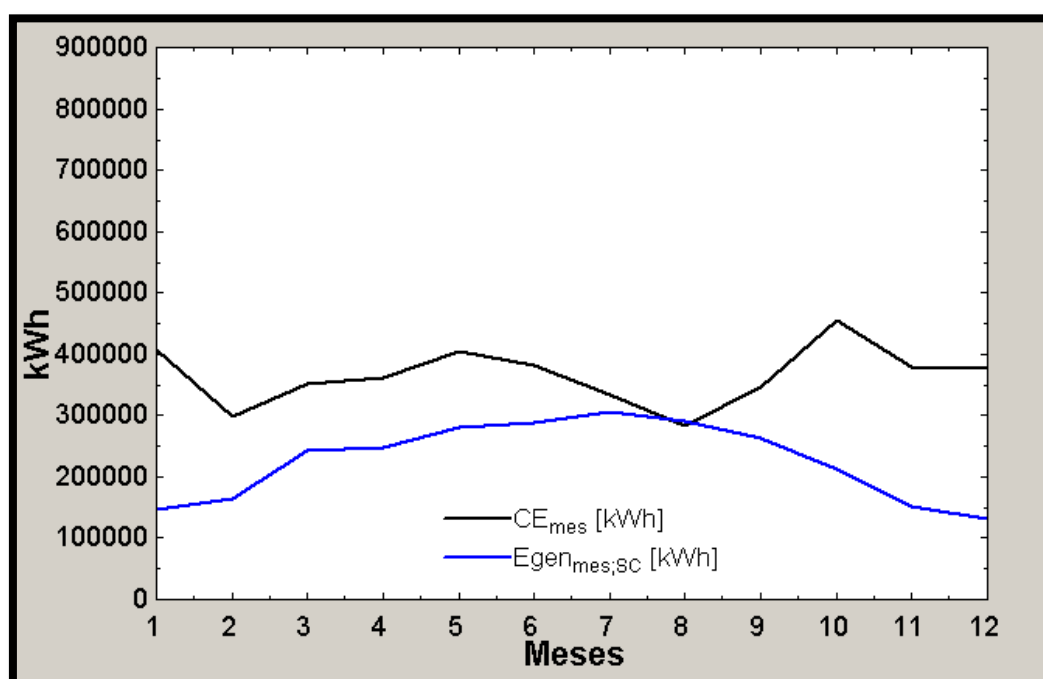
Cómo resultado se aprecia que para igualar el consumo de la planta harían falta 27.439 módulos fotovoltaicos de potencia 192 W cada uno, siendo la instalación de 5.268 kW e instalados en una superficie de 72.268 m². Esta potencia unitaria es habitual en los módulos comerciales con las dimensiones especificadas.

2.5.3.2 RESULTADOS EDAR LA CARTUJA

Los resultados obtenidos para la planta depuradora de La Cartuja, determinan que el número de módulos fotovoltaicos necesarios para la superficie real disponible de la planta es de 11.189 con una potencia unitaria de 192 W. La planta tendría una potencia instalada de 2.148 kW y generaría una energía anual de 2.723.714 kWh. El balance entre la energía anual generada menos el consumo eléctrico de la planta sería negativo, alcanzando un déficit de energía 1.649.508 kWh. Esto significa que el porcentaje de consumo eléctrico que se cubriría con la instalación es del 62,28 % del total. Este porcentaje es el mismo que el que se ahorra de agua respecto del total. Ese ahorro equivale a 32.578.898 m³ de agua al año.

EDAR LA CARTUJA	FV SC
Resultados	Superficie real 29.469 m ²
Nº módulos	11.189
Potencia 1 módulo [kW]	0,192
Potencia planta [kW]	2.148
Energía generada año [kWh]	2.723.714
B.Energía anual Egen-CE [kWh]	-1.649.508
B.Energía anual Egen/CE [%]	62,28
Agua ahorro año del total [m ³]	32.578.898
Agua ahorro año del total [%]	62,28

[Figura 49] Cuadro resumen resultados FV para La Cartuja.
(elaboración propia)



[Figura 50] Gráfico que muestra el consumo de la planta respecto a la energía generada mes a mes durante el año.
(elaboración propia)

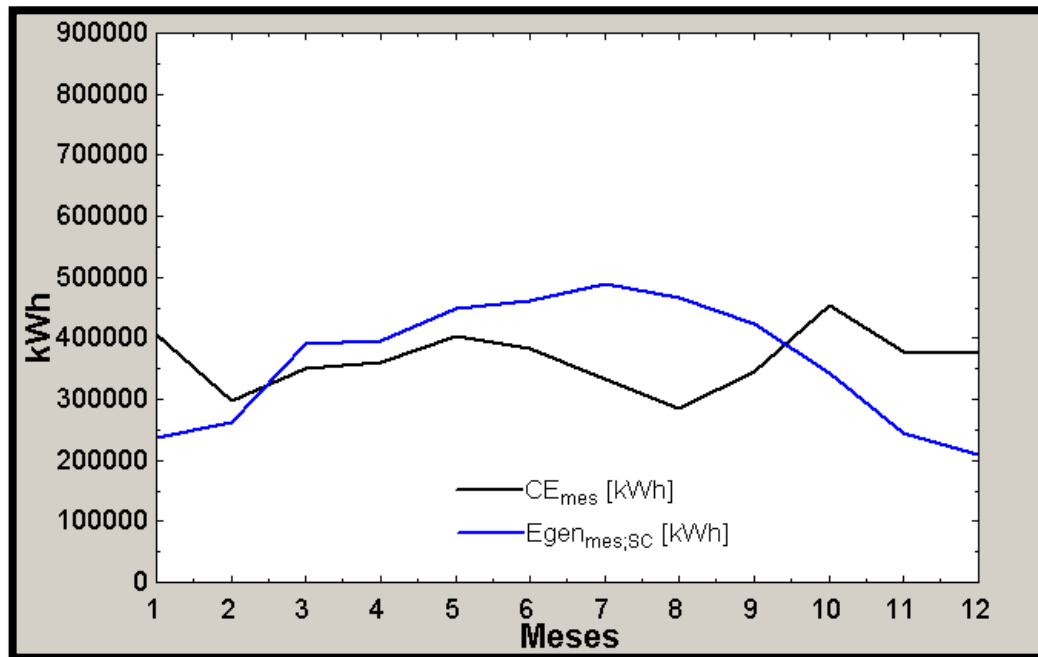
En el gráfico se muestra la energía generada cada mes por los módulos fotovoltaicos respecto del consumo total de la planta cada mes. En los meses de verano se acerca mucho a cubrir la demanda.

En la siguiente tabla paramétrica se ha estimado con cuantos módulos fotovoltaicos se cubriría el consumo eléctrico anual de la planta, y cuanta superficie se necesitaría aproximadamente para poder instalarlos.

1..6	1 CE _{tot,año} [kWh]	2 n _{pan,tot,SC}	3 Egen _{tot,SC} [kWh]	4 Pgen _{tot,SC} [kW]	5 sup _{edar} [m ²]
Run 1	4373222	11189	2723714	2148	29469
Run 2	4373222	12544	3053616	2408	33038
Run 3	4373222	13899	3383517	2669	36608
Run 4	4373222	15254	3713419	2929	40177
Run 5	4373222	16610	4043320	3189	43746
Run 6	4373222	17965	4373222	3449	47316

[Figura 51] Tabla paramétrica de resultados para La Cartuja.
(elaboración propia)

Harían falta 17.965 módulos fotovoltaicos de potencia 0,192 kW cada uno, siendo la instalación de 3.449 kW e instalados en una superficie de 47.316 m². También como en el caso de Casablanca se han tomado valores intermedios para ver como las variables cambian conforme se aumenta la superficie disponible de la depuradora hasta llegar a la superficie que se necesitaría para que la instalación fotovoltaica produzca una cantidad de energía equivalente al consumo energético anual de la planta.



[Figura 52] Gráfico que muestra el caso de que el consumo de la planta anual respecto a la energía generada al año fuese el mismo.
(elaboración propia)

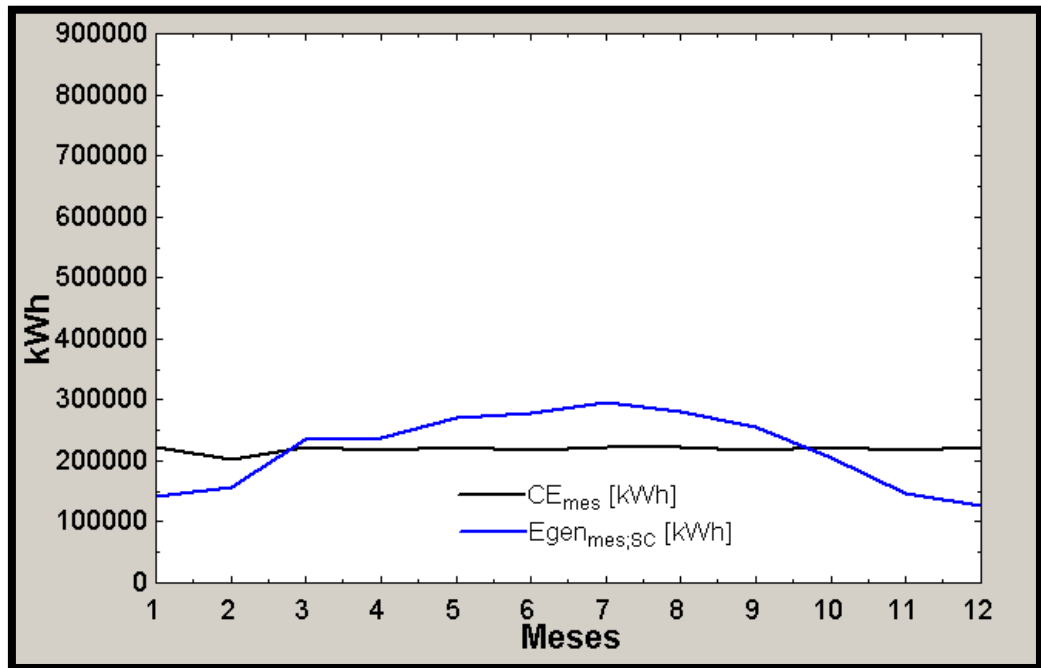
En el gráfico anterior se muestra la energía generada por los módulos fotovoltaicos y el consumo eléctrico de la planta cada mes, en el caso de que la energía generada anual y el consumo anual fuesen iguales. Se aprecia también como en la anterior planta estudiada, que principalmente en los meses de verano la demanda quedaría cubierta y en cambio en invierno no.

2.5.3.3 RESULTADOS EDAR LA ALMOZARA

Los resultados obtenidos para la planta depuradora de La Almozara, determinan que el número de módulos fotovoltaicos necesarios para la superficie que se ha estimado disponible de la planta, es de 3.797 con una potencia unitaria de 192 W. La planta tendría una potencia instalada de 729 kW y generaría una energía anual de 924.264 kWh. El balance entre la energía anual generada menos el consumo eléctrico de la planta sería negativo, alcanzando un déficit de energía 1.706.363 kWh. Esto significa que el porcentaje de consumo eléctrico que se cubriría con la instalación es del 35,13 % del total. Este porcentaje es el mismo que el que se ahorra de agua respecto del total. Ese ahorro equivale a 4.201.202 m³ de agua al año.

EDAR LA ALMOZARA	FV SC
Resultados	Sup. estimada 10.000 m ²
Nº módulos	3.797
Potencia 1 módulo [kW]	0,192
Potencia planta [kW]	729
Energía generada año [kWh]	924.264
B.Energía anual Egen-CE [kWh]	-1.706.363
B.Energía anual Egen/CE [%]	35,13
Agua ahorro año del total [m ³]	4.201.202
Agua ahorro año del total [%]	35,13

[Figura 53] Cuadro resumen resultados FV para La Cartuja.
(elaboración propia)



[Figura 54] Gráfico que muestra el consumo de la planta respecto a la energía generada mes a mes durante el año.
(elaboración propia)

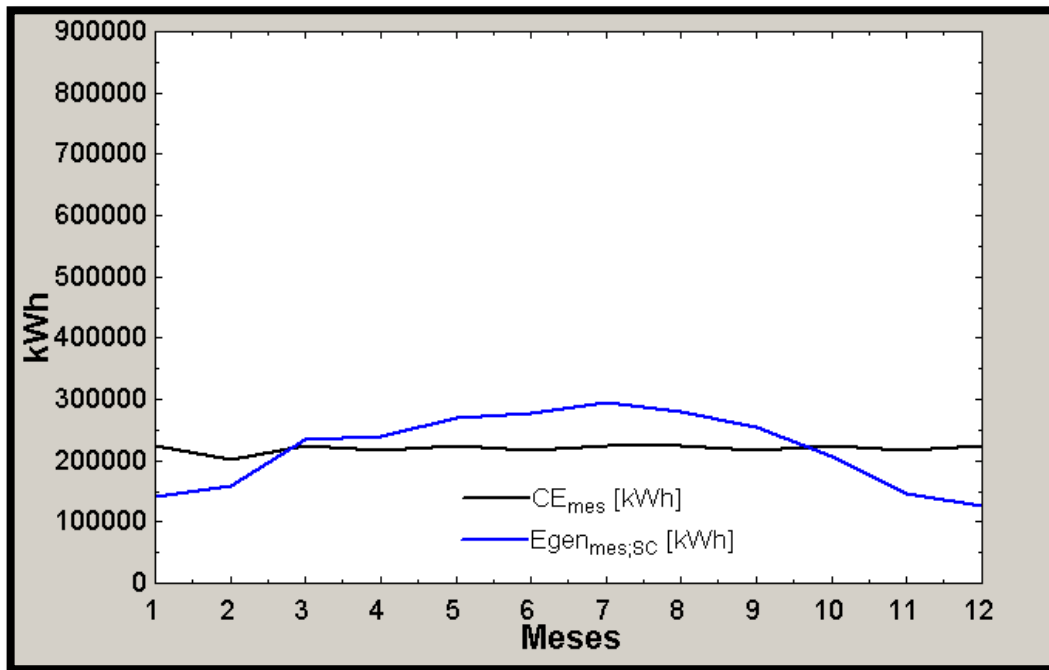
En el gráfico se muestra la energía generada cada mes por los módulos fotovoltaicos respecto del consumo total de la planta cada mes. Como en los anteriores casos ocurre que para los meses de verano se cubre toda la demanda, pero para los de invierno no.

En la siguiente tabla paramétrica se ha estimado con cuantos módulos fotovoltaicos se cubriría el consumo eléctrico anual de la planta, y cuanta superficie se necesitaría aproximadamente para poder instalarlos.

▶ 1..6	1 CE _{tot,año} [kWh]	2 η _{pan,tot,SC}	3 E _{gen,tot,SC} [kWh]	4 P _{gen,tot,SC} [kW]	5 sup _{edar} [m ²]
Run 1	2630627	3797	924264	729	10000
Run 2	2630627	5199	1265537	998,2	13692
Run 3	2630627	6601	1606809	1267	17385
Run 4	2630627	8003	1948082	1536	21077
Run 5	2630627	9405	2289354	1806	24769
Run 6	2630627	10806	2630627	2075	28462

[Figura 55] Tabla paramétrica de resultados para La Almozara.

Harían falta 3.797 módulos fotovoltaicos de potencia 0,192 kW cada uno, siendo la instalación de 2.075 kW e instalados en una superficie de 28.462 m². Al igual que en los dos casos de estudios anteriores, también se ha decidido intercalar valores intermedios para poder apreciar cómo varían los resultados conforme va aumentando la superficie de la depuradora hasta llegar a la superficie que necesitaría la instalación fotovoltaica para producir el consumo eléctrico anual de la planta.



[Figura 56] Gráfico que muestra el caso de que el consumo de la planta anual respecto a la energía generada al año fuese el mismo.
(elaboración propia)

En el gráfico anterior se muestra la energía generada por los módulos fotovoltaicos y el consumo eléctrico de la planta cada mes, en el caso de que la energía generada anual y el consumo anual fuesen iguales. Al igual que los casos anteriores ocurre lo mismo para los meses de verano y para los de invierno.

2.6 ENERGÍA SOLAR CON CILINDRO-PARABÓLICOS PARA EL CICLO DEL AGUA DE ZARAGOZA. CÁLCULOS

2.6.1 RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO

Para realizar la estimación con la tecnología solar de colectores cilindro parabólicos, se han obtenido datos de un proyecto final de carrera: “Análisis de la tecnología de concentración solar mediante colectores cilindro parabólicos para generación eléctrica” realizado en la Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza (*Ciria, 2010*). En él se estudia el funcionamiento de una planta termosolar usando un programa de cálculo “Solar Advisor Model”. Los datos obtenidos de este trabajo se han comparado con otros estudios publicados y se han comprobado la adecuación de las suposiciones realizadas para el caso que nos ocupa. Así partiendo de los siguientes resultados de producción obtenidos en dicho proyecto se realizan los cálculos estimativos usando el programa “EES”. Debido a la falta de datos sobre Zaragoza, se considerará los mismos valores que el lugar en dónde se ha realizado el proyecto, Almería. Y con unas condiciones meteorológicas iguales de 18,5°C de temperatura ambiente, 800 W/m² de radiación de diseño y una velocidad del viento de 6,7 m/s.

Tipo de colectores cilindro parabólicos	Tipo de fluido caloportador	Tipo de tubos absorbedores	Tipo de Turbina	Potencia nominal de la central
Eurotrough SKAL-ET	Therminol VP-1	Schott PTR 70	Turbina SST-700 de Siemens	50 MW
Ubicación	Múltiplo solar	Tipo de sistema de almacenamiento	Capacidad del sistema de almacenamiento	Combustible auxiliar
Almería	2	Indirecto en dos tanques de sales fundidas	7.5 horas	15% GN

[Figura 57] Características generales de la planta termosolar.
(Ciria, 2010)

DATOS DE LA CENTRAL TERMOSOLAR	
Metros cuadrados de espejos concentradores	510120
Potencia (MWe)	50
Terreno ocupado (hectáreas)	195
Capacidad del sistema de almacenamiento (MWt)	1065.89
Consumo de combustible fósil (MWht)	91055
Producción eléctrica (MWhe)	184139
Consumo de agua (m ³)	570000

[Figura 58] Datos obtenidos de una central termosolar mediante análisis de un CCP con almacenamiento en España mediante el programa informático "SAM".
(Ciria, 2010)

2.6.2 MÉTODO DE RESOLUCIÓN

De los datos anteriores se han obtenido los ratios de los diferentes valores de la tabla respecto a la potencia de la central termosolar. A continuación se explican las constantes y variables utilizadas, su denominación y la forma de calcularlas:

Los datos básicos de referencia son:

$MS = 2$ (Múltiplo Solar, es el número de veces que se produce la energía térmica necesaria para hacer funcionar el bloque de potencia a su capacidad nominal durante las horas en las que la radiación normal directa, la temperatura y la velocidad del viento son iguales a las condiciones de referencia).

$S_{aper_colec} = 817,5 \text{ m}^2$ (Área de apertura del colector EuroTroguh ET150).

$h_{almac} = 7,5 \text{ h}$ (Es la capacidad en horas de almacenamiento térmico del sistema).

Los datos de las constantes y variables obtenidos del proyecto nombrado de 50 MW en Almería, empiezan todos por la “A” para diferenciarlos de los datos que hemos calculado para nuestro estudio que empiezan todos por “Z”.

$A_W_e_dis = 50.000 \text{ kW}$ (potencia de la planta de Almería 50MW).

$A_sup_CCP = 510.120 \text{ m}^2$ (superficie ocupada por los espejos cilindro-parabólicos).

$A_sup_CS = 1.950.000 \text{ m}^2$ (superficie ocupada total por la planta entera).

$A_Egen = 184.139.000 \text{ kWh}$ (energía eléctrica producida por la planta al año).

$A_cons_agua = 570.000 \text{ m}^3$ (consumo total de agua que requiere la planta).

$A_cons_fuel = 91.955.000 \text{ kWh}$ (consumo térmico de combustible fósil que requiere la planta al estar apoyada un 15% por una caldera de Gas Natural).

$A_{Q_almac} = 1.065.890 \text{ kW}$ (potencia térmica que tiene de capacidad de almacenamiento la planta).

Para calcular el número de colectores se ha utilizado la siguiente ecuación:

$$A_{n;colect} = \frac{A_{sup;CCP}}{MS \cdot S_{aper;colec}}$$

El resultado es la variable $A_{n_colect} = 312$ colectores cilindro-parabólicos.

El siguiente paso ha sido calcular los valores de los ratios a partir de los datos anteriores:

$A_{r_m2\backslash kW_CCP}$; (Ratio de m^2 de superficie ocupada por colectores cilindro-parabólicos por cada kW potencia instalada).

$$A_{r;m2\backslash kW;CCP} = \frac{A_{sup;CCP}}{A_{W;e;dis}}$$

$A_{r_m2\backslash kW_CS}$; (Ratio de m^2 de superficie ocupada total por la planta por cada kW potencia instalada).

$$A_{r;m2\backslash kW;CS} = \frac{A_{sup;CS}}{A_{W;e;dis}}$$

$A_{r_kWh\backslash kW}$; (Ratio energía generada total al año por la planta por cada kW potencia instalada).

$$A_{r;kWh\backslash kW} = \frac{A_{Egen}}{A_{W;e;dis}}$$

$A_{r_m3/kW}$; (Ratio de consumo de agua de la planta por cada kW potencia instalada).

$$A_{r_m3/kW} = \frac{A_{cons;agua}}{A_{W;e;dis}}$$

A_{r_kWt/kW_f} ; (Ratio de consumo de potencia térmica de combustible fósil por cada kW potencia instalada).

$$A_{r_kWt/kW_f} = \frac{A_{cons;fuel}}{A_{W;e;dis}}$$

A_{r_kWt/kW_a} ; (Ratio de capacidad de potencia térmica de almacenamiento por cada kW potencia instalada).

$$A_{r_kWt/kW_a} = \frac{A_{Q;almac}}{A_{W;e;dis}}$$

Una vez calculados los ratios, se han creado unas variables que empiezan todas por la letra “Z” para diferenciarlas de las del proyecto de Almería, y se han usado los diferentes ratios para a partir de los datos que queramos estimar se obtengan unos resultados al realizar una tabla paramétrica. Las variables y las ecuaciones utilizadas son:

$Z_{W_e_dis}$; (potencia en kW de la planta).

Z_{sup_CCP} ; (superficie en m^2 ocupada por los espejos cilindro-parabólicos).

$$Z_{\text{sup;CCP}} = Z_{W;e;dis} \cdot A_{r;m^2kW;CCP}$$

$Z_{\text{sup_CS}}$; (superficie en m^2 ocupada total por la planta entera).

$$Z_{\text{sup;CS}} = Z_{W;e;dis} \cdot A_{r;m^2kW;CS}$$

Z_{Egen} ; (energía eléctrica producida en kWh por la planta al año).

$$Z_{\text{Egen}} = Z_{W;e;dis} \cdot A_{r;kWhkW}$$

$Z_{\text{cons_agua}}$; (consumo total de agua en m^3 que requiere la planta).

$$Z_{\text{cons;agua}} = Z_{W;e;dis} \cdot A_{r;m^3kW}$$

$Z_{\text{cons_fuel}}$; (consumo térmico de combustible fósil en kWh que requiere la planta al estar apoyada un 15% por una caldera de GN).

$$Z_{\text{cons;fuel}} = Z_{W;e;dis} \cdot A_{r;kWt\backslash kW;f}$$

$Z_{\text{Q_almac}}$; (potencia térmica en kW que tiene de capacidad de almacenamiento la planta).

$$Z_{\text{Q;almac}} = Z_{W;e;dis} \cdot A_{r;kWt\backslash kW;a}$$

$Z_{\text{n_colect}}$; (número de colectores Cilindro-Parabólicos).

$$Z_{n;colect} = \frac{Z_{sup;CCP}}{MS \cdot S_{aper;colec}}$$

Z_{f_cap} ; (porcentaje de factor de capacidad).

$$Z_{f;cap} = \frac{Z_{Egen}}{h_{año} \cdot Z_{W;e;dis}} \cdot 100$$

2.6.3 RESULTADOS DE LAS PLANTAS

La hipótesis utilizada para obtener y analizar estos resultados, ha sido considerar que los consumos totales de cada planta a lo largo del año es igual a la energía generada por la planta termosolar (primera columna). También se han puesto los resultados que se obtendrían de dos plantas de potencias 5 y 10 MW, y de la planta de referencia de 50 MW de Almería (última fila). De ahí se obtienen los siguientes datos:

1..6	1 Z_{Egen} [kWh]	2 $Z_{W,e;dis}$ [kW]	3 $Z_{sup;CCP}$ [m ²]	4 $Z_{sup;CS}$ [m ²]	5 $Z_{cons;agua}$ [m ³]	6 $Z_{cons;fuel}$ [kW]	7 $Z_{Q;almac}$ [kW]	8 $Z_{n;colect}$
Run 1	2630627	714,3	7288	27858	8143	1313678	15227	4
Run 2	4373222	1187	12115	46312	13537	2183892	25314	7
Run 3	6679485	1814	18504	70735	20676	3335589	38664	11
Run 4	18413900	5000	51012	195000	57000	9195500	106589	31
Run 5	36827800	10000	102024	390000	114000	18391000	213178	62
Run 6	184139000	50000	510120	1950000	570000	91955000	1065890	312

[Figura 59] Tabla paramétrica de resultados obtenidos mediante CCP.
(elaboración propia)

En color amarillo están los datos referidos a la planta de La Almozara, en azul turquesa los de la planta de La Cartuja, y en verde los de la planta de Casablanca.

La segunda columna muestra la potencia total de cada planta que se necesitaría. La tercera y la cuarta columna muestran los metros cuadrados que ocuparían sólo los colectores cilindro-parabólicos y la superficie que ocuparía la planta entera respectivamente. La quinta columna muestra el volumen de consumo de agua que necesitaría la planta para su funcionamiento. La sexta y séptima columna muestran respectivamente el consumo térmico de combustible fósil necesario y el almacenamiento térmico que puede acumular la planta en las 7,5 horas establecidas en el diseño. Y por último la columna última muestra el número de colectores que se necesitarían según las características del colector con las que se han realizado los cálculos.

Como se muestra en los resultados la planta de La Almozara para cubrir su demanda actual de 2.630.627 kWh al año, necesitaría una planta de 714,3 kW de potencia, una superficie de 7.288 m² para los colectores y una superficie total de 27.858 m². Los consumos de agua y de combustible serían de 8.143 m³ y 1.313.678 kWt. Tendría una capacidad de almacenamiento de 15.227 kWt, y en total el número de colectores cilindro-parabólicos necesarios sería de 4.

En cuanto a la planta de La Cartuja, para cubrir su demanda actual de 4.373.222 kWh al año, necesitaría una planta de 714,3 kW de potencia, una superficie de 7.288 m² para los colectores y una superficie total de 27.858 m². Los consumos de agua y de combustible serían de 8.143 m³ y 1.313.678 kWt. Tendría una capacidad de almacenamiento de 15.227 kWt, y en total el número de colectores cilindro-parabólicos necesarios sería de 7.

Y por último la planta de Casablanca para cubrir su demanda actual de 6.679.485 kWh al año, necesitaría una planta de 1.814 kW de potencia, una superficie de 18.504 m² para los colectores y una superficie total de 70.735 m². Los consumos de agua y de combustible serían de 20.676 m³ y 3.335.589 kWt. Tendría una capacidad de almacenamiento de 38.664 kWt, y en total el número de colectores cilindro-parabólicos necesarios sería de 11.

2.7 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

En este apartado se quiere agrupar los resultados obtenidos mediante los cálculos realizados por las dos tecnologías estudiadas según los datos de cada planta con los que hemos realizado el estudio. En sí ambas tecnologías no se pueden comparar con los resultados obtenidos, ya que el estudio ha sido una aproximación muy simplificada en la que se han obviado numerosas variables que

dependen directamente en los resultados obtenidos y en el que además para cada tecnología se han usado diferentes tipos de radiación.

Estimaciones consideradas para los cálculos de las instalaciones con módulos fotovoltaicos:

- *Se ha tomado para el cálculo que los módulos tienen un área de incidencia fija, de dimensiones 1,6 m x 0,8 m, obteniéndose que la potencia pico de cada módulo es de 192 Wp.

- *Con las longitudes nombradas se ha calculado la distancia mínima entre filas de módulos, obviando los cálculos necesarios para saber el número máximo y mínimo de ramas en paralelo o en serie.

- *Se ha considerado un Performance Ratio constante para todos los meses del año siendo que éste depende de las pérdidas del sistema, y estas vienen directamente relacionadas con la intensidad y el voltaje, ya que a mayor temperatura de célula mayor tensión y menor intensidad.

Estimaciones consideradas para el cálculo de las plantas termosolar de colectores cilindro-parabólicos:

- *Para el estudio de plantas termosolares o aprovechamientos térmicos mediante colector parabólico o fresnel, se necesita los datos de radiación directa horaria de todo un año, así como otros valores meteorológicos. El programa utilizado "System Advisor Model" en el estudio de referencia (*Ciria, 2010*), no contiene en la base de datos valores de radiaciones para la ubicación de Zaragoza, por lo que se han tomado valores del estudio de Almería siendo diferentes las radiaciones, temperaturas y velocidades del viento, factores que intervienen como condiciones de referencia, y que por lo tanto modifican el valor del múltiplo solar.

- *Principalmente este cálculo tiene el inconveniente de que se han extrapolado los resultados a otras potencias a partir de los datos obtenidos en el proyecto de la planta de 50MW de Almería, con el considerable error que eso supone.

Una vez aclaradas las limitaciones principales en la estimación se resumen los resultados.

El primer cuadro nos agrupa los resultados obtenidos por ambas tecnologías en el caso de implantar sistemas fotovoltaicos o centrales termoeléctricas con colectores cilindro-parabólicos para una potencia determinada que genere al cabo del año el mismo consumo anual eléctrico que tiene cada planta.

<i>Resultados 1: energía generada tecnología igual al consumo anual de la planta</i>		Casablanca	La Cartuja	La Almozara
		CE planta [kWh]	CE planta [kWh]	CE planta [kWh]
E. Generada Tecnología [kWh]		6.679.485	4.373.222	2.630.627
FV	Nº módulos	27.439	17.965	10.806
	Potencia planta [kW]	5.268	3.449	2.075
	Sup. neces. módulos [m²]	72.268	47.316	28.462
CCP	Nº módulos	11	7	4
	Potencia planta [kW]	1.814	1.187	714
	Sup. planta + colectores [m²]	191.131	112.649	38.226
	Sup. neces. colectores [m²]	18.504	12.115	7.288

[Figura 60] Tabla resumen de resultados obtenidos de considerar igual producción y demanda.
(elaboración propia)

Cómo se puede apreciar para la misma energía generada al año en fotovoltaica se requiere de mayor potencia en la instalación. En cambio si comparamos la superficie necesaria total de los cilindro-parabólicos en relación con la superficie que requieren sólo los módulos fotovoltaicos se ve que es casi dos veces y media mayor.

Para la superficie que se requiere en los módulos fotovoltaicos en comparación con los colectores cilindro-parabólicos, es bastante menor para estos últimos.

En este análisis ninguna de las dos tecnologías tendría lugar en los recintos existentes para cada una de las plantas, a excepción de la planta potabilizadora de Casablanca para una instalación fotovoltaica. Por lo que la idea sería hacerse de forma asociada y que la misma empresa generase con estas tecnologías el

consumo necesario de la planta cada año, en terrenos cercanos a las propias plantas. Lo que significaría un problema encontrar superficies de tierra en dónde implantar la tecnología, y en el caso de los cilindro-parabólicos que estas extensiones fuesen llanas.

En el segundo cuadro se agrupan los resultados obtenidos al considerar la hipótesis de que la superficie disponible real en cada planta es igual a la superficie que ocupan los módulos fotovoltaicos.

En este caso no se han realizado cálculos porque las superficies consideradas son las referentes a cubiertas y tejados de cada planta, por lo que en el caso de los cilindro-parabólicos, aunque sí pudiésemos colocar en estas superficies los colectores, seguiríamos necesitando espacio para los demás elementos de la planta, principalmente el bloque de potencia y el sistema de almacenamiento.

Un aspecto a reseñar es que en el caso de las dos depuradoras, el hecho de contar con consumos térmicos podría llevar a estudiar un sistema híbrido que cubriera la demanda eléctrica de la planta, con un sistema de almacenamiento térmico, del cual se abasteciera para los consumos térmicos y poder generar electricidad en horas en las que la radiación solar no fuera suficiente.

<i>Resultados 2: superficie disponible en planta igual superficie ocupación FV</i>		Casablanca	La Cartuja	La Almozara
Sup. ocupa tecnología [m ²]		Sup. Planta [m ²]	Sup. Planta [m ²]	Sup. Planta [m ²]
FV	Nº módulos	39.487	11.189	3.797
	Potencia planta [kW]	7.581	2.148	729
	Energía generada año [kWh]	9.612.347	2.723.714	924.264
	B.Energía anual Egen/CE [%]	144%	62%	35%

[Figura 61] Tabla de resultados obtenidos de considerar igual superficies de producción y reales.
(elaboración propia)

En este cuadro de resultados, las superficies referentes a cubiertas y tejados con la implantación de tecnología fotovoltaica se pueden aprovechar para generar electricidad de la que luego obtener beneficios mediante precio por primas, o quizás en un futuro no muy lejano para el autoconsumo propio de cada planta, excepto en el caso de Casablanca, que sería para autoconsumo y el excedente de energía generada que sería de un 44% aproximadamente, podría venderse a la red eléctrica.

Para los casos de La Cartuja y de La Almozara, la energía que se genera respecto del consumo eléctrico de la planta es un 62% y un 35% del total respectivamente. La Almozara tiene unos valores con respecto a la superficie real disponible de la planta inventado por la falta de datos reales, y se ha elegido ese valor por contrastar con las superficies de las otras dos plantas y porque es también la planta más pequeña de las tres.

En el caso de la potabilizadora de Casablanca, existe realmente una instalación de energía solar fotovoltaica implantada que según los datos de referencia de la instalación está compuesta por 10.240 módulos fotovoltaicos, que emplean una superficie de 50.000 m^2 , generan al año alrededor de 3.300.000 kWh, tiene una potencia instalada de 2000 kW. El ahorro de agua que supone la generación de energía con esta tecnología es alrededor de los 25.000.000 de m^3 de agua, equivalentes a un 60% del consumo de agua total al año de la planta (Entralgo, J.R. 2010) (Ayto. Zaragoza, 2009). Estos datos en comparación con los que se estiman en este estudio, tienen cierta coherencia. Pero en la instalación real quizás no se haya tenido en cuenta el consumo eléctrico de la planta, referente a la línea de fangos. Este valor unido a los errores citados anteriormente de estimación en el estudio hacen que los resultados obtenidos sean más optimistas que los resultados de la instalación fotovoltaica real, tal y como se puede observar en la siguiente tabla paramétrica [Figura 62].

1.2	1 sup _{etap} [m ²]	2 η _{pan,tot,SC}	3 Egen _{tot,SC} [kWh]	4 Pgen _{tot,SC} [kW]
Run 1	50000	18984	4621321	3645
Run 2	104000	39487	9612347	7581

[Figura 62] Tabla paramétrica comparativa de la estimación de instalación fotovoltaica real con el potencial de instalación fotovoltaica hipotética.
(elaboración propia)

En la segunda fila se muestran los datos referentes al potencial de una instalación fotovoltaica que se podría tener si se aprovechase la superficie total disponible. Estos datos en comparación con los datos de la primera fila, que son los calculados en este estudio, sirven de referencia para compararlos con los que se citan anteriormente de la instalación fotovoltaica real de la planta potabilizadora de Casablanca.

3. VIABILIDAD ECONÓMICA

3.1 ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Un análisis de viabilidad económica sirve para demostrar que un proyecto tiene posibilidad de éxito económico y es factible desde el punto de vista financiero.

Uno de los criterios en los que se basan las decisiones financieras es en los flujos de caja o “Cash Flow”, que supone estimar la corriente de cobros y pagos que se producen durante el tiempo que dura el proyecto. Sobre esta base, la elección de los proyectos se puede realizar utilizando distintos criterios de decisión, entre ellos están los criterios aproximados como el plazo de recuperación de la inversión o “Pay back” o el Tanto Medio de Rentabilidad (TMR), y los criterios de decisión total como el Valor Actual Neto (VAN), la Relación Beneficio-Coste (RBC) o la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR). Para calcularlos, las variables que resultan importantes son:

*Inversión: es el producto del coste total de la inversión en €/kW por los kW de la instalación. Podrá ser financiado a través de recursos propios o ajenos. Para todos los casos a estudio se ha supuesto un 20% de recursos propios y un 80% de recursos ajenos (Ver Anexo B).

*Años de financiación de préstamo: es el número de años en los que devolver la cantidad económica prestada mediante cuotas anuales. Para todos los casos se ha considerado el periodo de 10 años (Ver Anexo B).

*Ingresos: son los ingresos derivados de la venta de energía o cualquier otro subproducto, también puede ser el ahorro conseguido. En este caso es el producto resultado del precio de venta de la energía en €/kWh por la energía generada a lo largo del año de la instalación en kWh (Ver Anexo B).

*Costes de explotación: son los costes derivados de las tareas de operación y mantenimiento principalmente. En este caso para simplificar se ha considerado el valor del 5% de los ingresos (Ver Anexo B).

*Subvención: son cantidades o beneficios sin contraprestación. En este caso no hay subvención por lo que el porcentaje de subvención respecto de la cantidad inversión será cero (Ver Anexo B).

*Inflación anual: se asimila al índice de precios de consumo (IPC). En este caso se ha realizado una media del IPC general desde Diciembre de 2008 a Diciembre de 2010 (ver tabla [Figura 63] y Anexo B).

Índice general Nacional (IPC)			
Periodo			Variación %
dic-08	a	dic-09	0,8
ene-09	a	ene-10	1
feb-09	a	feb-10	0,8
mar-09	a	mar-10	1,4
abr-09	a	abr-10	1,5
may-09	a	may-10	1,8
jun-09	a	jun-10	1,5
jul-09	a	jul-10	1,9
ago-09	a	ago-10	1,8
sep-09	a	sep-10	2,1
oct-09	a	oct-10	2,3
nov-09	a	nov-10	2,3
dic-09	a	dic-10	3
Media (dic-08 hasta dic-10)			1,7
Fuente: INE (Act.14 de enero de 2011)			

[Figura 63] Tabla variación Índice General Nacional (IPC).
(INE 2011)

*Interés préstamos: es el coste financiero medio. Se toma como referencia un 6,25% anual (Ver Anexo B).

*Interés de mercado (VAN): se aproxima al valor de la inflación anual, y es el tipo de interés que se negocia en el mercado. En este caso se ha tomado el valor del 3% de inflación (Ver Anexo B).

*Amortización de inmovilizado: es la depreciación del bien. Se valora económicamente como un gasto que se reparte a lo largo de la vida útil del

bien. En este caso será el valor del 4% porque se analizará a lo largo de 25 años de vida (Ver Anexo B).

*Impuesto de sociedades: es un impuesto directo sobre la renta que recae sobre los beneficios obtenidos por las sociedades. En este caso el valor es del 30% del beneficio (Ver Anexo B).

(Dejo, N. 2010)

3.1.1 FLUJOS DE CAJA (CASH FLOW)

Para calcular los flujos de caja, habrá que realizar una secuencia de adiciones y sustracciones que dependen de unas variables para determinar el flujo de caja final de cada año.

La secuencia empieza con los ingresos de explotación, que son los ingresos derivados de la venta de energía o cualquier otro subproducto, así como también pueden ser los ahorros obtenidos.

Si a los ingresos de explotación les descontamos los costes directos, que son los que provienen de materias primas, mano de obra directa y mantenimiento principalmente, obtenemos el beneficio bruto.

Si a este beneficio bruto se descuenta la amortización del inmovilizado, que son los costes pero no pagos y que se deducen fiscalmente al aplicar los coeficientes de amortización (lineal, progresiva o decreciente), y se añaden los ingresos derivados por subvenciones, en caso de que las haya, obtenemos el beneficio antes de intereses e impuestos (BAIT).

A este BAIT le descontamos el pago de intereses por préstamos, se obtiene el beneficio antes de impuestos (BAT).

Si al BAT le descontamos el impuesto de sociedades, que suele ser el 30% de los beneficios, obtenemos el beneficio neto.

Si al beneficio neto se le añaden las amortizaciones y el valor residual (sólo en caso de que no se hubiese amortizado la totalidad de la inversión) y le descontamos el desembolso de la inversión, este último para el año cero será la inversión con recursos propios, y para los demás años será la cantidad de devolución del préstamo durante los años de duración del mismo.

Al final de la secuencia se obtiene el flujo de caja, que se calcula para cada año hasta que deja de haber flujos financieros, es decir, hasta que se dejan de recibir cobros o pagos correspondientes al proyecto (Dejo, N. 2010).

AÑO
(+) Ingresos
(-) Costes explotación
(=) BENEFICIO BRUTO
(-) Amortización
(+) Subvención
(=) B.A.I.T.
(-) Interés préstamo
(=) B.A.T.
(-) Impuesto Sociedades
(=) BENEFICIO NETO
(+) Amortización
(-) Desembolso inversión
(=) CASH FLOW

[Figura 64] Cuadro resumen de dirección descendente de la secuencia del flujo de caja.
(Dejo N., 2010)

3.1.2 TASA DE RETORNO (PAY BACK)

Es el plazo que ha de transcurrir hasta que los rendimientos netos igualen al desembolso o coste de la inversión. Es un criterio que prioriza la liquidez frente a la rentabilidad del proyecto, restando importancia a los rendimientos futuros. Es muy útil como primera aproximación, es fácil de calcular y comprender y práctico en inversiones altas y con alto riesgo o con tecnologías cambiantes rápidamente.

Los inconvenientes es que prioriza la liquidez frente a la rentabilidad, no tiene en cuenta los flujos de cajas futuros una vez recuperada la inversión inicial, y trata de igual forma a los capitales más próximos que a los más alejados del inicio del proyecto. Por lo que debe complementarse con otros criterios para ser válido (*Dejo, N. 2010*).

3.1.3 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN) de una inversión es el valor actualizado de todos los flujos de caja esperados a lo largo de su vida.

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

Año 0: Desembolso inicial (C_0)

Año 1 ... n: Flujos de caja durante la vida útil (n años) del proyecto

Compara la inversión inicial (C_0) con los flujos de caja (C_n) actualizados a lo largo de la vida útil de la inversión. Tiene en cuenta el momento en el que se generan los flujos de caja.

Para que una inversión sea rentable, el VAN tiene que ser positivo, y de entre varias inversiones se elegirá el que tenga mayor VAN.

La tasa de descuento (i), es el rendimiento mínimo esperado, por debajo del cual la inversión no debe realizarse. Cuanto más elevada sea ésta, el VAN disminuirá cada vez más porque el valor del dinero futuro es menor cuanto mayor es " i ". La tasa de descuento " i " puede tener distintos valores en función de:

El coste de oportunidad, que es lo que dejaría de percibir si se invirtiera ese dinero en otro proyecto. El coste financiero para la empresa, aproximándose normalmente al coste medio de financiación de la empresa. La inflación, cuando la única premisa es no perder dinero, se actualizará en torno a la inflación prevista para cada uno de los periodos de duración del proyecto. Siendo difícil estimar en grandes periodos esta tasa de inflación (*Dejo, N. 2010*).

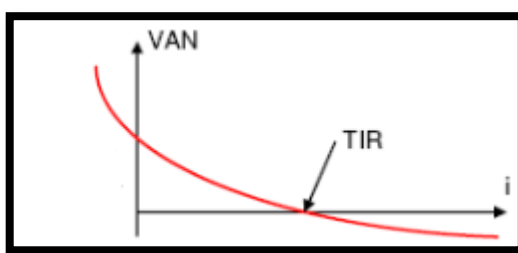
3.1.4 TASA INTERNA RENTABILIDAD (TIR)

La tasa interna de rentabilidad (TIR), es el valor de la tasa de interés (i) que hace que el VAN sea nulo. Expresa la rentabilidad porcentual que se obtiene por el capital invertido, y coincide con la máxima rentabilidad que podría dar el proyecto.

$$VAN = -S_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Para aceptar una inversión, el TIR debe ser mayor que la tasa de interés, o el mínimo de rentabilidad que la persona responsable exija al proyecto, que suele

coincidir con el tanto promedio de su financiación, ya que nuestro dinero debe ser más rentable en la inversión propuesta que si lo llevamos al mercado financiero. Por lo tanto entre los proyectos a elegir, se elegirá aquella inversión que tenga mayor TIR (Dejo, N. 2010).



[Figura 65] Gráfica VAN respecto a la tasa de descuento con TIR.
(Dejo N., 2010)

3.1.5 VARIABLES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

En los análisis económicos que se realizan se tendrán en cuenta diferentes formas de plantearlos variando las condiciones relacionadas a los valores técnicos de cada tipo de instalación. A continuación se explican las variables que intervienen en los análisis económicos.

Los precios de retribución con tarifa regulada para energía solar fotovoltaica según el R.D. 1578/2008, son tipo I con potencias menores de 20 kW o mayores de 20 kW que son las referentes a instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. Y para las de tipo II que son, las que no están incluidas en el tipo I, es decir las ubicadas sobre suelos. Para instalaciones tipo I mayores de 20 kW como son las que se estiman en este estudio, tienen un precio de tarifa regulada

de 32 c€/kWh según el R.D. 1578/2008, pero según el R.D. 1565/2010 ese valor de coste debe ser multiplicado por el factor de 0,55, quedando en 17,6 c€/kWh (ver tabla [Figura 66]). En cambio, para instalaciones tipo II, tienen un precio de tarifa regulada de 32 c€/kWh según el R.D. 1578/2008, pero según el R.D. 1565/2010 ese valor de coste debe ser multiplicado por el factor de 0,75, quedando en 0,24 c€/kWh (ver tabla [Figura 66]).

En cuanto a los precios de retribución con tarifa regulada para energía termosolar, es decir en la que se incluyen los colectores cilindro-parabólicos se acoge al R.D. 661/2007 teniendo en cuenta la nota de prensa del 3.12.2010 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España que obliga a las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica en la opción de tarifa regulada durante su primer año de funcionamiento, excluyéndolas de someterse al régimen de prima, por lo que se debe acoger a tarifa regulada, siendo su retribución a 26,9375 c€/kWh (ver tabla [Figura 67]).

Para los estudios de análisis económicos se han tomado como referencia un coste de instalación fotovoltaica de 3 €/W (*Bayod A. A., 2009*), que es un coste aproximado, pero cercano al actual. En cambio el coste de referencia empleado para los estudios de planta termosolar con colectores cilindro-parabólicos, se ha obtenido de extrapolar los valores de referencia del estudio de una central de 50 MW de Almería (*Ciria, 2010*), en el cual el coste aproximado será de 9 €/W (ver tablas [Figura 66] y [Figura 67]). Este coste se ha considerado el doble que el que se obtiene en el proyecto de referencia ya que, los precios para una turbina de 50 MW son menores, que para el caso de que existiera una hipotética turbina en el mercado que tuviera unas potencias de 1800 kW, 1200 kW y 700 kW aproximadamente que son las potencias obtenidas por las plantas de Casablanca, La Cartuja y La Almozara respectivamente para el estudio de la planta termosolar.

Los costes de explotación en este tipo de instalaciones son muy bajos por lo que se ha considerado un valor del 5% de los ingresos anuales para ambas tecnologías (ver tablas [Figura 66] y [Figura 67]).

Se ha considerado que la vida útil de estas instalaciones es de 25 años (ver tablas [Figura 66] y [Figura 67]), lo cual no significa que una vez termine ese periodo, las instalaciones dejen de funcionar y se queden fuera de servicio, sino que para este estudio en el que se está vendiendo toda la energía producida a la red eléctrica, las tarifas reguladas a las que se acoge según los R.D. 1565/2010 y R.D. 661/2007, disminuirán pasados los 25 años, y como consecuencia los ingresos serán menores. Por lo que se ha decidido no analizar más allá de ese periodo de tiempo (Ver Anexo B).

Por último, se elige un coste actual de la energía eléctrica (0,168083 €/kWh), que se usa para cálculos en el periodo de 25 años, de manera que se asume una desviación debido a que el coste a lo largo del tiempo variará. No obstante, dado que este valor se incluye en ingresos anuales como ahorro, si aumenta el coste en ese periodo, el análisis económico será más favorable en términos de viabilidad económica.

Tecnología	Fotovoltaica	Fuente
Precio tarifa regulada		
Tipo I ($P \leq 20$ kW) (Cubierta)	34-(0,95) c€/kWh	R.D. 1565/2010
Tipo I ($P \geq 20$ kW) (Cubierta)	32-(0,75) c€/kWh	R.D. 1565/2010
Tipo II (Suelo)	32-(0,55) c€/kWh	R.D. 1565/2010
Coste instalación	3 €/W	(Bayod A.A. 2009)
Coste Explotación	5 % total	(Bayod A.A. 2009)
Vida útil	25 años	(Zabalza I. 2008)

[Figura 66] Tabla de variables relacionadas con energía solar fotovoltaica.
(elaboración propia)

Tecnología	Cilindro-parabólicos	Fuente
Precio tarifa regulada	26,9375 c€/kWh	R.D. 661/2007
Coste instalación (con alm.)	9 €/W	Extrapolado de (Ciria I. 2010)
Coste Explotación	5 %	(Zabalza I. 2008)
Vida útil	25 años	(Zabalza I. 2008)

[Figura 67] Tabla de variables relacionadas con energía termosolar de cilindro-parabólicos.
(elaboración propia)

3.1.6 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

A continuación se han agrupado en una tabla los resultados obtenidos de la realización del análisis económico realizado para cada tipo de tecnología y cada hipótesis planteada.

CASO Nº	CASABLANCA	TIR	PAY BACK	VAN
1	C.E.=E.GEN FV	10%	14 años	12.497.702 €
2	C.E.=E.GEN CCP	11%	13 años	15.252.396 €
3	S. Planta=S. Inst. FV	10%	14 años	17.985.516 €
4	AC. y V. E. EX.	6%	17 años	9.985.086 €
CASO Nº	LA CARTUJA	TIR	PAY BACK	VAN
1	C.E.=E.GEN FV	5%	18 años	3.486.719 €
2	C.E.=E.GEN CCP	11%	13 años	9.991.347 €
3	S. Planta=S. Inst. FV	10%	14 años	5.096.612 €
4	C.E.=E.GEN FV (Tipo I y II)	8%	15 años	6.446.886 €
CASO Nº	LA ALMOZARA	TIR	PAY BACK	VAN
1	C.E.=E.GEN FV	5%	18 años	2.096.442 €
2	C.E.=E.GEN CCP	11%	13 años	6.007.891 €
3	S. Planta=S. Inst. FV	10%	14 años	1.728.445 €
4	C.E.=E.GEN FV (Tipo I y II)	7%	16 años	3.110.043 €

*C.E.=Consumo eléctrico planta; E.GEN = Energía generada por la instalación; FV = Fotovoltaica; CCP = Cilindro-parabólicos;
S. Planta = Superficie planta; S. Inst. = Superficie instalación. AC.= Autoconsumo; V.E.EX.= Venta energía excedente;

[Figura 68] Tabla de resultados de los análisis económicos.
(elaboración propia)

Antes de comentar los resultados y conclusiones principales de este análisis económico, se ha de tener en cuenta que los análisis sobre los proyectos de diferentes tecnologías no pueden compararse entre sí, ya que cada tecnología ha sido estimada de forma diferente obviando muchas variables que cambian tanto los resultados en cuanto a cálculos obtenidos por cada tecnología, como otros valores que intervienen en un estudio económico más completo. Por lo que este estudio es una aproximación inicial muy general para tener una idea básica con forma de valores numéricos.

El motivo de que las variables de TIR y Payback para los proyectos con las mismas hipótesis sean iguales, es que los cálculos se han obtenido para cada caso con el mismo procedimiento como se irá explicando a continuación.

Tras los resultados obtenidos en la tabla de resultados [Figura 68], se puede observar que el mejor proyecto económico sería el referente a una central termosolar con colectores cilindro-parabólicos (casos de estudios número dos de cada planta), ya que obtenemos una mayor tasa de rentabilidad del 11% para las tres plantas. Las plantas también tienen igual plazo de recuperación, 13 años, y a su vez presentan el TIR mayor de todos los estudios. Para la planta termosolar el valor actual neto referente a los TIR y Payback mencionados es mayor en La Cartuja y en La Almozara respecto a los estudios de instalaciones fotovoltaicas. Pero en cambio, no lo es para Casablanca ya que el hecho de tener una superficie disponible mayor para instalar tecnología fotovoltaica, hace que pueda generar más energía eléctrica, y por lo tanto obtenga un VAN mayor con esta tecnología que con los demás proyectos de tecnología fotovoltaica y que el proyecto termosolar.

En el primer caso de análisis, el consumo eléctrico para cada planta sería equivalente a la energía que produciría anualmente una instalación fotovoltaica. En Casablanca al tener superficie disponible en cubiertas o tejados para poder cubrir la demanda anual de la planta, le sirve para acogerse a la tarifa regulada tipo I que tiene una retribución mayor que la de tipo II, que es a la que se acogen La Cartuja y La Almozara. El motivo de no tener superficie disponible en cubiertas y tejados para una instalación fotovoltaica que produzca una energía equivalente a los consumos anuales de sus plantas en estos dos casos se opta por considerar una instalación fotovoltaica que estuviera toda ella instalada sobre suelo, y en caso de no tener espacio disponible en el suelo de cada planta, en un terreno anexo a estas (Ver Anexo B).

En el segundo caso, el consumo eléctrico para cada planta sería equivalente a la energía que produciría anualmente una planta termosolar con colectores cilindro-parabólicos. En las tres plantas los valores a excepción del VAN son iguales porque se ha realizado el mismo procedimiento, y al depender la generación de

energía del consumo anual de cada planta, se obtiene mayor VAN con la planta que mayor potencia tiene instalada (Ver Anexo B).

En el tercer caso, la hipótesis planteada ha sido la estimación de una instalación fotovoltaica que ocupara la total superficie disponible en cubierta y tejado de cada planta, para así acogernos al tipo I de tarifa regulada para fotovoltaica que supone un mayor coste de c€/kWh (Ver Anexo B). De esta forma en Casablanca al tener una gran superficie disponible cubre el equivalente al consumo eléctrico de la planta y tiene capacidad para producir más energía que supone que tenga el mayor VAN de todos los casos. En cambio para La Cartuja y La Almozara con la superficie disponible en cubierta y tejado no tienen para cubrir ni la demanda eléctrica anual de cada planta.

El cuarto caso de análisis de Casablanca, ha sido suponer que se aprovecha toda la superficie disponible en la planta referente a cubiertas y tejados, y al tener superficie disponible superior a la necesaria que cubre el consumo de energía eléctrica anual de la planta, se destina para autoconsumo ésta, y el resto de energía generada excedente de la instalación fotovoltaica que produce el resto de la instalación se vende a la red eléctrica. En este caso se ha tenido en cuenta como ingresos el ahorro de energía eléctrica que supondrían los kWh anuales por el precio de coste actual, y la venta de la energía excedente como tarifa regulada de Tipo I (Ver Anexo B). Este caso es un análisis interesante para la sostenibilidad de los consumos eléctricos en el futuro, ya que el autoconsumo y la elección de venta de la energía excedente al precio que oferte la red eléctrica será la tendencia. Aun así en este caso se han obtenido unos resultados positivos con un 6% de TIR y con 17 años de periodo de retorno. Aunque en este caso hay una variable que podría elevar la tasa interna de rentabilidad, el valor neto actual y disminuir el periodo de retorno. Esa variable es el precio de la electricidad, si la tendencia de este precio es que siga aumentando, cómo parece probable, esto provocaría que los ingresos anuales de este análisis económico serían mayores, al ser mayor el precio de ahorro con motivo del pago de la electricidad.

Y por último para el cuarto caso de La Cartuja y La Almozara, se ha procedido de manera diferente que para el cuarto caso de Casablanca. El motivo es que estas plantas no tienen una superficie disponible en tejados y cubiertas para cubrir la demanda eléctrica anual de la planta, por lo que se ha optado por una instalación fotovoltaica que cubra el consumo anual de la planta, pero que una parte de la instalación ocupe toda la superficie disponible en cubiertas y tejados para acogerse a la tarifa regulada tipo I, y el resto de la instalación hasta igualar el consumo anual de la planta, se realice sobre suelo acogiéndose al tipo II de tarifa regulada (Ver Anexo B). En estos casos al ser una opción mixta de venta de energía a red eléctrica, los valores de TIR, VAN y Payback son intermedios a los valores obtenidos de estas dos plantas en el caso número tres, en los que toda la instalación fotovoltaica vende a la red con tarifa regulada de tipo I, y al caso uno, en los que se vende a la red con tarifa regulada de tipo II.

4. CONCLUSIONES FINALES

La progresión tecnológica del ser humano hacia la sostenibilidad, ha encontrado en el ciclo integral del agua un problema energético sin resolver. En estos tiempos supone una preocupación importante el uso de este recurso natural, algo cada vez más difícil debido a la apropiación del agua dulce, y al aumento de la población, con la consiguiente demanda y coste energético de los usos humanos: domésticos, agrícolas e industriales. Por lo que uno de los desafíos más importantes del siglo XXI quizás sea asegurar la suficiente energía y agua para el bienestar y usos de la humanidad, asegurando la salud humana y ecológica, y el cuidado y la recuperación de las cuencas hidrográficas.

Una forma de poder hacer sostenible energéticamente estos usos, son las energías renovables. Las energías renovables son inagotables, limpias, se complementan entre sí y se pueden utilizar en el mismo lugar donde se producen, por lo que cada vez adquieren mayor importancia a nivel mundial, y se están desarrollando nuevas tecnologías.

En este proyecto final de carrera se ha realizado un primer estudio estimativo con cálculos básicos, sobre el abastecimiento energético del ciclo integral del agua y las posibilidades de integrar en él fuentes renovables. Para ello se ha descrito el ciclo integral del agua y se han recopilado valores energéticos de cada fase que compone este ciclo hídrico. Se han estudiado los consumos eléctricos de las principales instalaciones de depuración y saneamiento del agua en la ciudad de Zaragoza, por aplicar el estudio sobre un caso real.

La fuente renovable elegida como energía primaria ha sido la solar. El motivo es que el Sol emite a la tierra 4.000 veces más energía al año de la que vamos a consumir, por lo que al ser una fuente renovable, limpia, inagotable y gratis, tiene mucho sentido intentar aprovecharla de la mejor forma posible. En el futuro la energía solar está llamada a ser la principal fuente de energía de todas las existentes, debido a su gran potencial.

Además España es un país privilegiado en cuanto a la cantidad de radiación solar que incide. Dentro de España, Zaragoza es un lugar dónde también recibe una gran radiación de energía solar, aun teniendo en cuenta su situación geográfica, más cercana al norte del país.

Así, el objeto de este trabajo ha sido realizar una primera aproximación a la integración de las dos energías renovables actualmente más comerciales y con menor riesgo tecnológico, como son la energía solar fotovoltaica y la energía termosolar, en concreto la referente a colectores cilindro-parabólicos. Y como caso concreto de estudio, se ha utilizado el ciclo integral del agua en la ciudad de Zaragoza. Por último se han realizado diferentes análisis económicos para estas tecnologías, con el fin de demostrar si resultan viables económicamente.

5. ANEXOS

5.1 ANEXO A: CÁLCULOS EES

5.1.1 CÁLCULOS FV ETAP CASABLANCA

Cálculos Fotovoltaica ETAP Casablanca

Datos del problema

$$G = 1 \text{ kW/m}^2$$

$$\alpha_{\text{incl;opt}} = 35 \text{ Inclínación óptima panels según PVGIS}$$

$$\beta_{\text{lat;zg}} = 41,65 \text{ Latitud Zaragoza } 41^{\circ} 39' 22'' \text{ según PVGIS}$$

$$hs_{\text{min}} = 90 - \beta_{\text{lat;zg}} - 23,5 \text{ Altura solar mínima el 21 Diciembre en hemisferio norte}$$

$$L_{\text{pan}} = 1,6 \text{ m largo panel SC}$$

$$An_{\text{pan}} = 0,8 \text{ m ancho (parte paralela al suelo) panel SC}$$

$$d_{\text{entre;pan}} = L_{\text{pan}} \cdot \frac{\sin[\alpha_{\text{incl;opt}}]}{\tan[hs_{\text{min}}]} + L_{\text{pan}} \cdot \cos[\alpha_{\text{incl;opt}}] \text{ distancia entre paneles peor día del año, 21 Diciembre}$$

$$\text{sup}_{\text{panSC}} = L_{\text{pan}} \cdot An_{\text{pan}} \text{ m}^2, \text{ superficie generadora panel SC}$$

$$\text{sup}_{\text{sueloSC}} = d_{\text{entre;pan}} \cdot An_{\text{pan}} \text{ m}^2, \text{ superficie suelo ocupa panel SC}$$

$$\text{sup}_{\text{panCIS}} = L_{\text{pan}} \cdot An_{\text{pan}} \text{ m}^2, \text{ superficie generadora panel CIS}$$

$$\text{sup}_{\text{sueloCIS}} = d_{\text{entre;pan}} \cdot An_{\text{pan}} \text{ m}^2, \text{ superficie suelo ocupa panel CIS}$$

$$\text{sup}_{\text{panTC}} = L_{\text{pan}} \cdot An_{\text{pan}} \text{ m}^2, \text{ superficie generadora panel TC}$$

$$\text{sup}_{\text{sueloTC}} = d_{\text{entre;pan}} \cdot An_{\text{pan}} \text{ m}^2, \text{ superficie suelo ocupa panel TC}$$

$$rdto_{\text{SC}} = 0,15 \text{ Rendimiento S.Cristalino}$$

$$rdto_{\text{CIS}} = 0,1 \text{ Rendimiento CIS}$$

$$rdto_{\text{TC}} = 0,08 \text{ Rendimiento TeCd}$$

$$PR_{\text{SC}} = 0,752$$

$$PR_{\text{CIS}} = 0,766$$

$$PR_{\text{TC}} = 0,823$$

$$Mes_i = \text{Lookup}['ETAP'; i; 'Mes'] \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12$$

$$CA_{\text{mes};i} = \text{Lookup}['ETAP'; i; 'CA Agua a tratar'] \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ Cantidad agua a tratar m}^3 \text{ cada mes}$$

$$CE_{\text{potab};i} = \text{Lookup}['ETAP'; i; 'CE Potabilización'] \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ Consumo eléctrico sólo potabilización kWh cada mes}$$

$$CE_{\text{fango};i} = \text{Lookup}['ETAP'; i; 'CE L. Fangos'] \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ Consumo eléctrico sólo línea fangos kWh cada mes}$$

$$HSP_{\text{mes};i} = \text{Lookup}['ETAP'; i; 'HSP'] \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ Irradiación o energía incidente kWh/m}^2$$

$$CE_{\text{mes};i} = CE_{\text{potab};i} + CE_{\text{fango};i} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ Consumo eléctrico total (potab.+fangos) ETAP kWh cada mes}$$

$$HSP_{\text{año}} = \sum_{i=1}^{12} [HSP_{\text{mes};i}] \quad \text{Irradiación o energía incidente anual total kWh/m}^2$$

$$CE_{\text{tot;año}} = \sum_{i=1}^{12} [CE_{\text{mes};i}] \quad \text{Consumo eléctrico total anual ETAP kWh}$$

$$CA_{\text{año}} = \sum_{i=1}^{12} [CA_{\text{mes};i}] \quad \text{Cantidad agua tratar total anual ETAP m}^3$$

Datos paneles fotovoltaicos para 104.000 m²

$$sup_{\text{etap}} = 104000 \quad \text{superficie disponible m}^2 \text{ ETAP Casablanca para poner FV}$$

$$n_{\text{pan;tot;SC}} = \frac{sup_{\text{etap}}}{sup_{\text{sueloSC}}} \quad \text{nº paneles totales harán falta de SC}$$

$$n_{\text{pan;tot;CIS}} = \frac{sup_{\text{etap}}}{sup_{\text{sueloCIS}}} \quad \text{nº paneles totales harán falta de CIS}$$

$$n_{\text{pan;tot;TC}} = \frac{sup_{\text{etap}}}{sup_{\text{sueloTC}}} \quad \text{nº paneles totales harán falta de TC}$$

$$P_{1\text{panSC}} = sup_{\text{panSC}} \cdot G \cdot rdt_{\text{SC}} \quad \text{kW pico cada panel SC tendrá que generar, al conectar paneles paralelo o serie (variaran V e I)}$$

$$P_{1\text{panCIS}} = sup_{\text{panCIS}} \cdot G \cdot rdt_{\text{CIS}} \quad \text{kW pico cada panel CIS tendrá que generar, al conectar paneles paralelo o serie (variaran V e I)}$$

$$P_{1\text{panTC}} = sup_{\text{panTC}} \cdot G \cdot rdt_{\text{TC}} \quad \text{kW pico cada panel TC tendrá que generar, al conectar paneles paralelo o serie (variaran V e I)}$$

$$P_{\text{gen;tot;SC}} = P_{1\text{panSC}} \cdot n_{\text{pan;tot;SC}} \quad \text{kW pico total generan todos paneles SC}$$

$$P_{\text{gen;tot;CIS}} = P_{1\text{panCIS}} \cdot n_{\text{pan;tot;CIS}} \quad \text{kW pico total generan todos paneles CIS}$$

$$P_{\text{gen;tot;TC}} = P_{1\text{panTC}} \cdot n_{\text{pan;tot;TC}} \quad \text{kW pico total generan todos paneles TC}$$

$$E_{\text{gen;mes;SC};i} = P_{\text{gen;tot;SC}} \cdot HSP_{\text{mes};i} \cdot \frac{PR_{\text{SC}}}{G} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Energía producida tecnología Silicio Monocristalino KWh/mes}$$

$$E_{\text{gen;mes;CIS};i} = P_{\text{gen;tot;CIS}} \cdot HSP_{\text{mes};i} \cdot \frac{PR_{\text{CIS}}}{G} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Energía producida tecnología CIS KWh/mes}$$

$$E_{\text{gen;mes;TC};i} = P_{\text{gen;tot;TC}} \cdot HSP_{\text{mes};i} \cdot \frac{PR_{\text{TC}}}{G} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Energía producida tecnología TeCd KWh/mes}$$

$$B_{\text{mes;SC};i} = E_{\text{gen;mes;SC};i} - CE_{\text{mes};i} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Balance kWh, entre generados por SC y consumo eléctrico ETAP en cada mes}$$

$$B_{\text{mes;CIS};i} = E_{\text{gen;mes;CIS};i} - CE_{\text{mes};i} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Balance kWh, entre generados por CIS y consumo eléctrico ETAP en cada mes}$$

$$B_{\text{mes;TC};i} = E_{\text{gen;mes;TC};i} - CE_{\text{mes};i} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Balance kWh, entre generados por TC y consumo eléctrico ETAP en cada mes}$$

$$E\%_{\text{cubro;mes;SC};i} = E_{\text{gen;mes;SC};i} \cdot \frac{100}{CE_{\text{mes};i}} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Cuanta demanda en \% cubro con SC respecto consumo total}$$

$$E\%_{\text{cubro;mes;CIS};i} = E_{\text{gen;mes;CIS};i} \cdot \frac{100}{CE_{\text{mes};i}} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Cuanta demanda en \% cubro con CIS respecto consumo total}$$

$$E\%_{\text{cubro;mes;TC};i} = E_{\text{gen;mes;TC};i} \cdot \frac{100}{CE_{\text{mes};i}} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Cuanta demanda en \% cubro con TC respecto consumo total}$$

$$E_{\text{gen;tot;SC}} = \sum_{i=1}^{12} [E_{\text{gen;mes;SC};i}] \quad \text{kWh eléctricos generados año por paneles SC}$$

$$E_{\text{gen;tot;CIS}} = \sum_{i=1}^{12} [E_{\text{gen;mes;CIS};i}] \quad \text{kWh eléctricos generados año por paneles CIS}$$

$$E_{\text{gen;tot;TC}} = \sum_{i=1}^{12} [E_{\text{gen;mes;TC};i}] \quad \text{kWh eléctricos generados año por paneles TC}$$

$$B_{\text{tot;SC}} = E_{\text{gen;tot;SC}} - CE_{\text{tot;año}} \quad \text{Balance kWh, entre generados por SC y consumo eléctrico ETAP al año}$$

$$B_{\text{tot;CIS}} = E_{\text{gen;tot;CIS}} - CE_{\text{tot;año}} \quad \text{Balance kWh, entre generados por SC y consumo eléctrico ETAP al año}$$

$$B_{\text{tot;TC}} = E_{\text{gen;tot;TC}} - CE_{\text{tot;año}} \quad \text{Balance kWh, entre generados por SC y consumo eléctrico ETAP al año}$$

$$E\%_{\text{año cubro;SC}} = E_{\text{gen;tot;SC}} \cdot \frac{100}{CE_{\text{tot;año}}} \quad \% \text{ kWh cubro del total consumo eléctrico ETAP mediante SC}$$

$$E\%_{\text{año cubro;CIS}} = E_{\text{gen;tot;CIS}} \cdot \frac{100}{CE_{\text{tot;año}}} \quad \% \text{ kWh cubro del total consumo eléctrico ETAP mediante CIS}$$

$$E\%_{\text{año cubro;TC}} = E_{\text{gen;tot;TC}} \cdot \frac{100}{CE_{\text{tot;año}}} \quad \% \text{ kWh cubro del total consumo eléctrico ETAP mediante TC}$$

$$CA_{\text{ahorra;año;SC}} = E_{\text{gen;tot;SC}} \cdot \frac{CA_{\text{año}}}{CE_{\text{tot;año}}} \quad \text{m3 de agua a tratar se ahorran con la energía generada por SC}$$

$$CA_{\text{ahorra;año;CIS}} = E_{\text{gen;tot;CIS}} \cdot \frac{CA_{\text{año}}}{CE_{\text{tot;año}}} \quad \text{m3 de agua a tratar se ahorran con la energía generada por CIS}$$

$$CA_{\text{ahorra;año;TC}} = E_{\text{gen;tot;TC}} \cdot \frac{CA_{\text{año}}}{CE_{\text{tot;año}}} \quad \text{m3 de agua a tratar se ahorran con la energía generada por TC}$$

$$CA\%_{\text{ahorra;año;SC}} = CA_{\text{ahorra;año;SC}} \cdot \frac{100}{CA_{\text{año}}} \quad \% \text{ de agua a tratar del total se ahorran con la energía generada por SC}$$

$$CA\%_{\text{ahorra;año;CIS}} = CA_{\text{ahorra;año;CIS}} \cdot \frac{100}{CA_{\text{año}}} \quad \% \text{ de agua a tratar del total se ahorran con la energía generada por CIS}$$

$$CA\%_{\text{ahorra;año;TC}} = CA_{\text{ahorra;año;TC}} \cdot \frac{100}{CA_{\text{año}}} \quad \% \text{ de agua a tratar del total se ahorran con la energía generada por TC}$$

Arrays Table

	Mes _i	CA _{mes,i} [m ³]	CE _{potab,i} [kWh]	CE _{fango,i} [kWh]	CE _{mes,i} [kWh]	HSP _{mes,i} [kWh/m ²]	ratio _{CE;CA;mes,i} [kWh/m ³]	Egen _{mes;SC,i} [kWh]
1	1	5236699	502884	71996	574880	91,2	0,1098	519956
2	2	5171727	497338	71946	569284	101	0,1101	575829
3	3	5543147	478014	63114	541128	151	0,09762	860892
4	4	5209369	474681	58008	532689	153	0,1023	872295
5	5	5296212	487506	63998	551504	173	0,1041	986320
6	6	5779736	514181	66730	580911	178	0,1005	1014827
7	7	5978718	521986	83883	605869	189	0,1013	1077541
8	8	5697859	494652	80054	574706	180	0,1009	1026229
9	9	4985668	452284	70477	522761	163	0,1049	929308
10	10	5446046	486403	65549	551952	132	0,1013	752568
11	11	4987737	453953	65703	519656	94,2	0,1042	537060
12	12	5402490	491322	62823	554145	80,6	0,1026	459523

Arrays Table

	Egen _{mes;CIS,i} [kWh]	Egen _{mes;TC,i} [kWh]	E% _{cubro;mes;SC,i}	E% _{cubro;mes;CIS,i}	E% _{cubro;mes;TC,i}	B _{mes;SC,i} [kWh]
1	353091	303492	90,45	61,42	52,79	-54924
2	391033	336104	101,1	68,69	59,04	6545
3	584613	502492	159,1	108	92,86	319764
4	592356	509148	163,8	111,2	95,58	339606
5	669788	575703	178,8	121,4	104,4	434816
6	689146	592342	174,7	118,6	102	433916
7	731734	628947	177,9	120,8	103,8	471672
8	696890	598998	178,6	121,3	104,2	451523
9	631072	542426	177,8	120,7	103,8	406547
10	511052	439265	136,3	92,59	79,58	200616
11	364706	313475	103,3	70,18	60,32	17404
12	312052	268218	82,92	56,31	48,4	-94622

Arrays Table

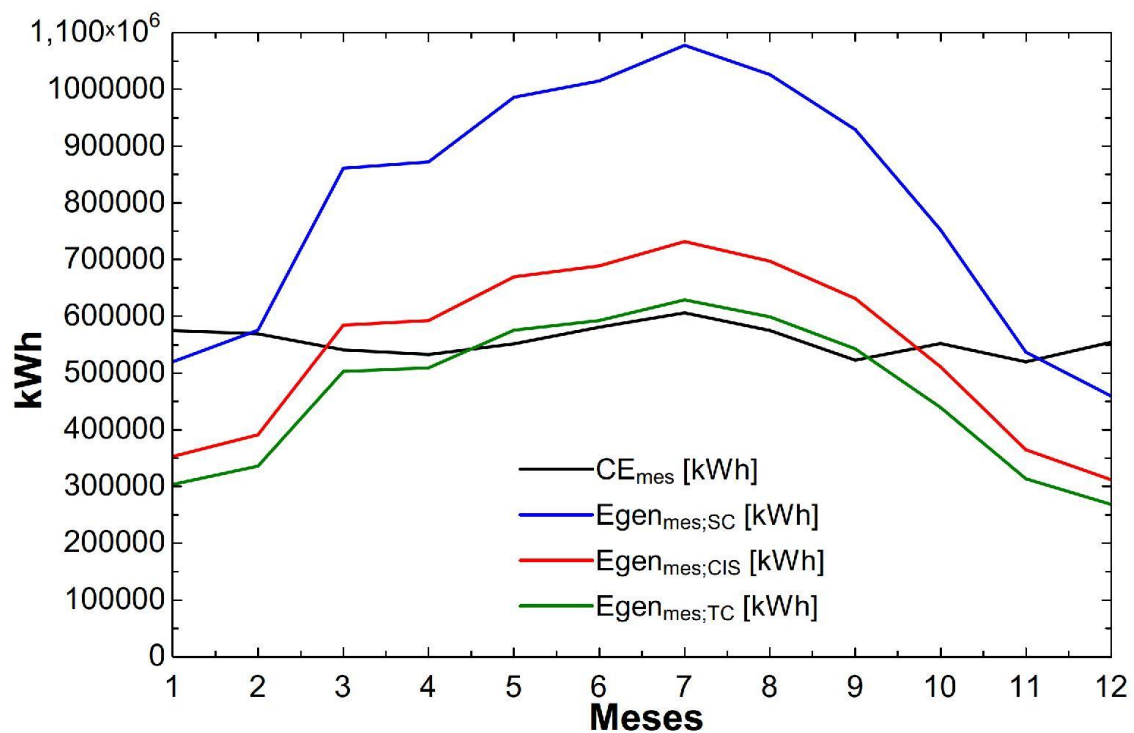
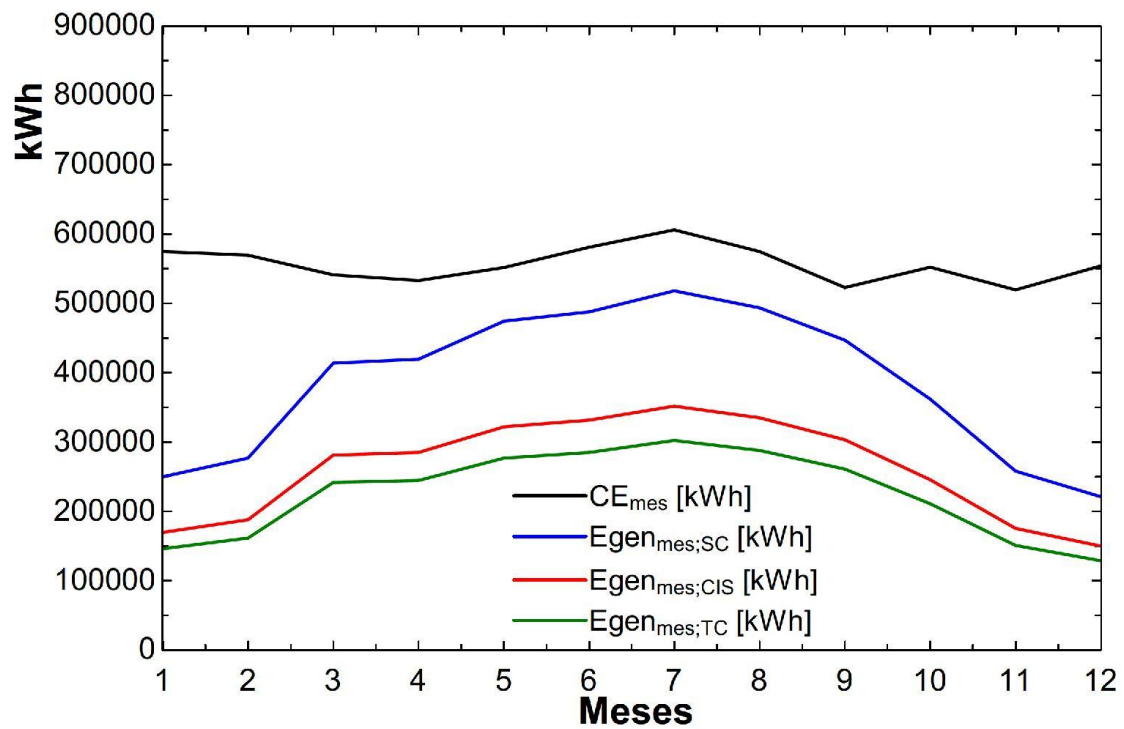
	B _{mes;CIS,i} [kWh]	B _{mes;TC,i} [kWh]
1	-221789	-271388
2	-178251	-233180
3	43485	-38636
4	59667	-23541
5	118284	24199
6	108235	11431
7	125865	23078
8	122184	24292
9	108311	19665
10	-40900	-112687
11	-154950	-206181
12	-242093	-285927

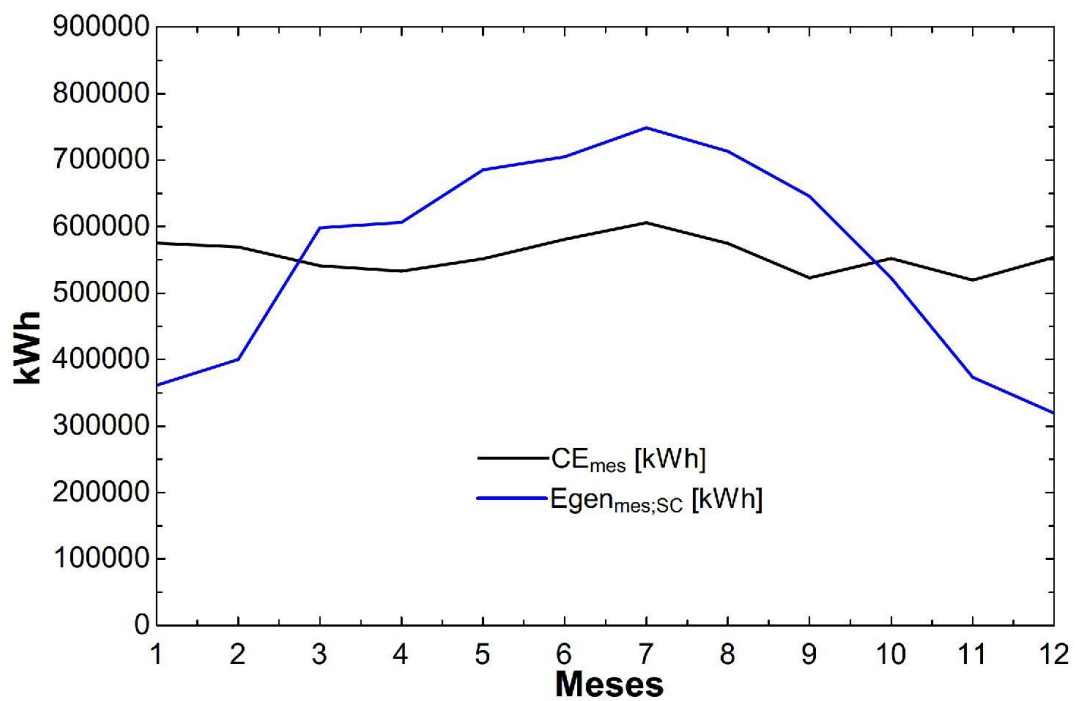
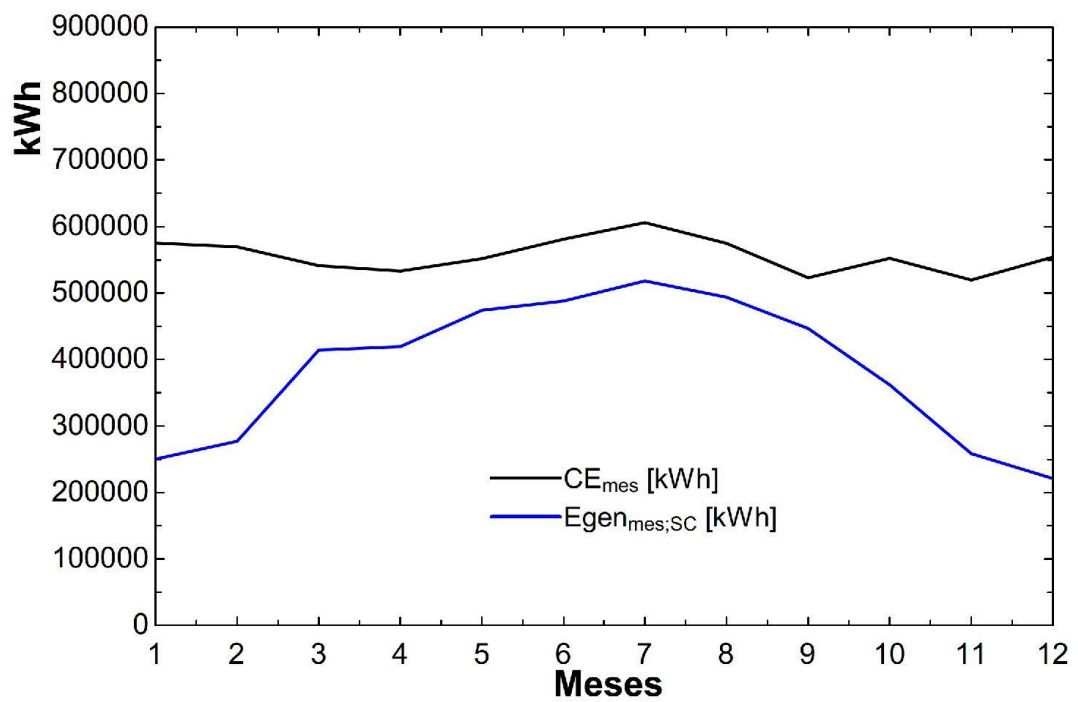
Parametric Table: N°pan, Sup. y Pot. totales para cubrir CE ETAP tot

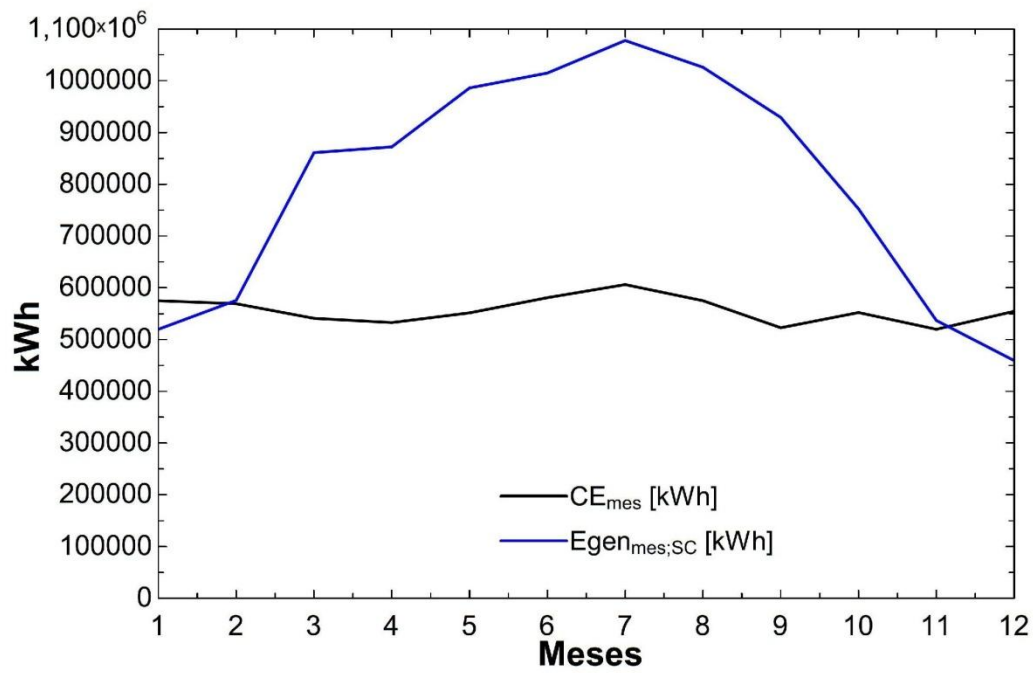
	CE _{tot;año} [kWh]	n _{pan;tot;SC}	Egen _{tot;SC} [kWh]	Pgen _{tot;SC} [kW]	sup _{etap} [m ²]
Run 1	6679485	18984	4621321	3645	50000
Run 2	6679485	20675	5032954	3970	54454
Run 3	6679485	22366	5444587	4294	58907
Run 4	6679485	24057	5856219	4619	63361
Run 5	6679485	25748	6267852	4944	67815
Run 6	6679485	27439	6679485	5268	72268
Run 7	6679485	39487	9612347	7581	104000

Lookup Table: ETAP

	Mes	CA Agua a tratar [m ³]	CE Potabilización [kWh]	CE L. Fangos [kWh]	HSP [kWh/m ²]
Row 1	1	5236699	502884	71996	91,2
Row 2	2	5171727	497338	71946	101
Row 3	3	5543147	478014	63114	151
Row 4	4	5209369	474681	58008	153
Row 5	5	5296212	487506	63998	173
Row 6	6	5779736	514181	66730	178
Row 7	7	5978718	521986	83883	189
Row 8	8	5697859	494652	80054	180
Row 9	9	4985668	452284	70477	163
Row 10	10	5446046	486403	65549	132
Row 11	11	4987737	453953	65703	94,2
Row 12	12	5402490	491322	62823	80,6







5.1.2 CÁLCULOS FV EDAR LA CARTUJA

Cálculos Fotovoltaica EDAR La Cartuja

Datos del problema

$$G = 1 \text{ kW/m}^2$$

$$\alpha_{\text{incl;opt}} = 35 \text{ } \textit{Inclinación óptima panels según PVGIS}$$

$$\beta_{\text{lat;zgz}} = 41,65 \text{ } \textit{Latitud Zaragoza 41° 39' 22" según PVGIS}$$

$$hs_{\text{min}} = 90 - \beta_{\text{lat;zgz}} - 23,5 \text{ } \textit{Altura solar mínima el 21 Diciembre en hemisferio norte}$$

$$L_{\text{pan}} = 1,6 \text{ m } \textit{largo panel SC}$$

$$An_{\text{pan}} = 0,8 \text{ m } \textit{ancho (parte paralela al suelo) panel SC}$$

$$d_{\text{entre;pan}} = L_{\text{pan}} \cdot \frac{\sin[\alpha_{\text{incl;opt}}]}{\tan[hs_{\text{min}}]} + L_{\text{pan}} \cdot \cos[\alpha_{\text{incl;opt}}] \text{ } \textit{distancia entre paneles peor día del año, 21 Diciembre}$$

$$sup_{\text{panSC}} = L_{\text{pan}} \cdot An_{\text{pan}} \text{ } \textit{m}^2, \text{ superficie generadora panel SC}$$

$$sup_{\text{sueloSC}} = d_{\text{entre;pan}} \cdot An_{\text{pan}} \text{ } \textit{m}^2, \text{ superficie suelo ocupa panel SC}$$

$$rd_{\text{toSC}} = 0,15 \text{ } \textit{Rendimiento S.Cristalino}$$

$$PR_{\text{SC}} = 0,752$$

$$Mes_i = \text{Lookup}[\text{'Datos'; } i; \text{'Mes'}] \text{ } \textit{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ } \textit{Meses 1=Enero; 12=Diciembre}$$

$$CA_{\text{mes;i}} = \text{Lookup}[\text{'Datos'; } i; \text{'CA Agua a depurar'}] \text{ } \textit{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ } \textit{Cantidad agua a depurar en m}^3 \text{ cada mes}$$

$$CE_{\text{depur;i}} = \text{Lookup}[\text{'Datos'; } i; \text{'CE Depuracion y bombeo'}] \text{ } \textit{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ } \textit{Consumo eléctrico depuración y bombeo kWh cada mes}$$

$$PE_{\text{TV;i}} = \text{Lookup}[\text{'Datos'; } i; \text{'CE Prod. Turbina Vapor'}] \text{ } \textit{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ } \textit{Consumo eléctrico producido por Turbina Vapor kWh cada mes}$$

$$HSP_{\text{mes;i}} = \text{Lookup}[\text{'Datos'; } i; \text{'HSP'}] \text{ } \textit{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ } \textit{Irradiación o energía incidente kWh/m}^2$$

$$CE_{\text{mes;i}} = CE_{\text{depur;i}} - PE_{\text{TV;i}} \text{ } \textit{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ } \textit{Consumo eléctrico total (depuración+bombeo-producción Turbina Vapor) ETAP kWh cada mes}$$

$$ratio_{CE;CA;\text{mes;i}} = \frac{CE_{\text{mes;i}}}{CA_{\text{mes;i}}} \text{ } \textit{for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ } \textit{Ratio kWh/m}^3 \text{ agua a depurar cada mes}$$

$$HSP_{\text{año}} = \sum_{i=1}^{12} [HSP_{\text{mes;i}}] \text{ } \textit{Irradiación o energía incidente anual total kWh/m}^2$$

$$CE_{\text{tot;año}} = \sum_{i=1}^{12} [CE_{\text{mes;i}}] \text{ } \textit{Consumo eléctrico total anual ETAP kWh}$$

$$CA_{\text{año}} = \sum_{i=1}^{12} [CA_{\text{mes;i}}] \text{ } \textit{Cantidad agua tratar total anual ETAP m}^3$$

Datos con superficie disponible de 29469 m2 para paneles fotovoltaicos

$$sup_{\text{edar}} = 29469 \text{ } \textit{26469 m}^2 \text{ de edificio línea de agua y 3000 edificio línea fangos m}^2 \text{ EDAR LA CARTUJA para FV}$$

$$n_{\text{pan,tot;SC}} = \frac{\text{sup}_{\text{edar}}}{\text{sup}_{\text{sueloSC}}} \quad \text{nº paneles totales harán falta de SC}$$

$$P_{1\text{panSC}} = \text{sup}_{\text{panSC}} \cdot G \cdot \text{rdto}_{\text{SC}} \quad \text{kW pico cada panel SC tendrá que generar, al conectar paneles paralelo o serie (variarán V e I)}$$

$$P_{\text{gen}_{\text{tot;SC}}} = P_{1\text{panSC}} \cdot n_{\text{pan,tot;SC}} \quad \text{kW pico total generan todos paneles SC}$$

$$E_{\text{gen}_{\text{mes;SC;i}}} = P_{\text{gen}_{\text{tot;SC}}} \cdot \text{HSP}_{\text{mes;i}} \cdot \frac{\text{PR}_{\text{SC}}}{G} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Potencia producida tecnología Silicio Monocristalino KWh/mes}$$

$$B_{\text{mes;SC;i}} = E_{\text{gen}_{\text{mes;SC;i}}} - \text{CE}_{\text{mes;i}} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Balance kWh, entre generados por SC y consumo eléctrico ETAP en cada mes}$$

$$E\%_{\text{cubro;mes;SC;i}} = E_{\text{gen}_{\text{mes;SC;i}}} \cdot \frac{100}{\text{CE}_{\text{mes;i}}} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Cuanta demanda en \% cubro con SC respecto consumo total}$$

$$E_{\text{gen}_{\text{tot;SC}}} = \sum_{i=1}^{12} [E_{\text{gen}_{\text{mes;SC;i}}}] \quad \text{kWh eléctricos generados año por paneles SC}$$

$$B_{\text{tot;SC}} = E_{\text{gen}_{\text{tot;SC}}} - \text{CE}_{\text{tot;año}} \quad \text{Balance kWh, entre generados por SC y consumo eléctrico ETAP al año}$$

$$E\%_{\text{año cubro;SC}} = E_{\text{gen}_{\text{tot;SC}}} \cdot \frac{100}{\text{CE}_{\text{tot;año}}} \quad \text{\% kWh cubro del total consumo eléctrico ETAP mediante SC}$$

$$\text{CA}_{\text{ahorra;año;SC}} = E_{\text{gen}_{\text{tot;SC}}} \cdot \frac{\text{CA}_{\text{año}}}{\text{CE}_{\text{tot;año}}} \quad \text{m3 de agua a depurar se ahorran con la energía generada por SC}$$

$$\text{CA}\%_{\text{ahorra;año;SC}} = \text{CA}_{\text{ahorra;año;SC}} \cdot \frac{100}{\text{CA}_{\text{año}}} \quad \text{\% de agua a depurar del total se ahorran con la energía generada por SC}$$

Arrays Table

	Mes _i	CA _{mes;i} [m ³]	CE _{mes;i} [kWh]	HSP _{mes;i} [kWh/m ²]	ratio _{CE;CA;mes;i} [kWh/m ³]	Egen _{mes;SC;i} [kWh]	E% _{cubro;mes;SC;i}
1	1	4058000	405800	91,2	0,1	147333	36,31
2	2	3034000	297332	101	0,098	163164	54,88
3	3	3814000	350888	151	0,092	243939	69,52
4	4	4695000	361515	153	0,077	247170	68,37
5	5	4751000	403835	173	0,085	279480	69,21
6	6	4966000	382382	178	0,077	287557	75,2
7	7	5052000	333432	189	0,066	305327	91,57
8	8	4577000	283774	180	0,062	290788	102,5
9	9	4733000	345509	163	0,073	263325	76,21
10	10	4542000	454200	132	0,1	213245	46,95
11	11	3868000	379064	94,2	0,098	152179	40,15
12	12	4219000	375491	80,6	0,089	130208	34,68

Arrays Table

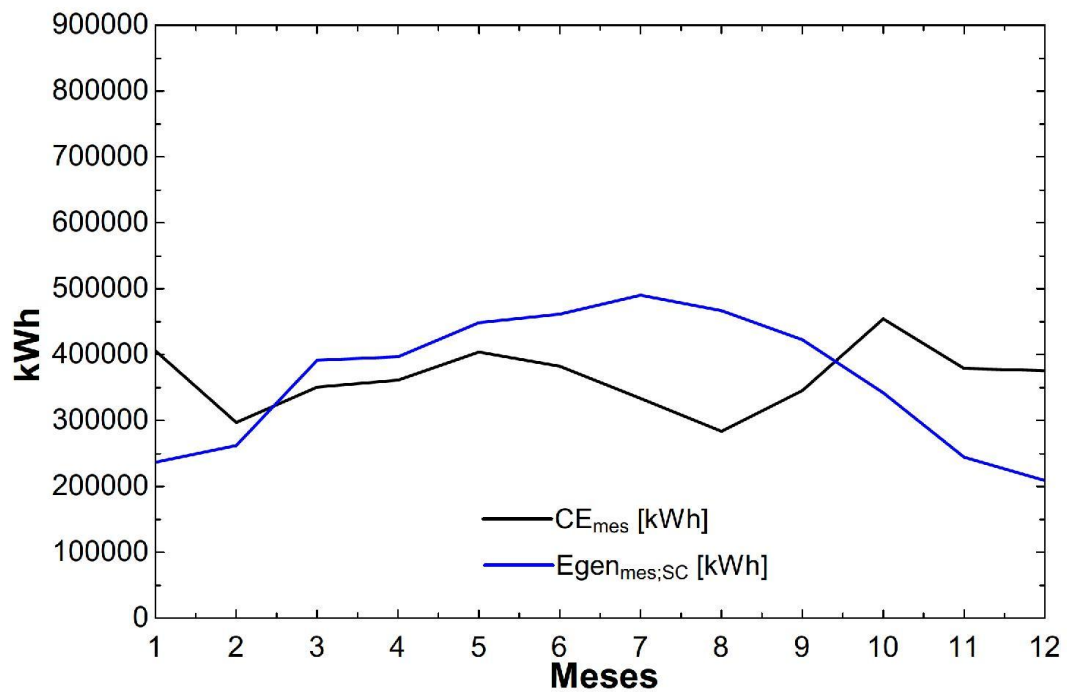
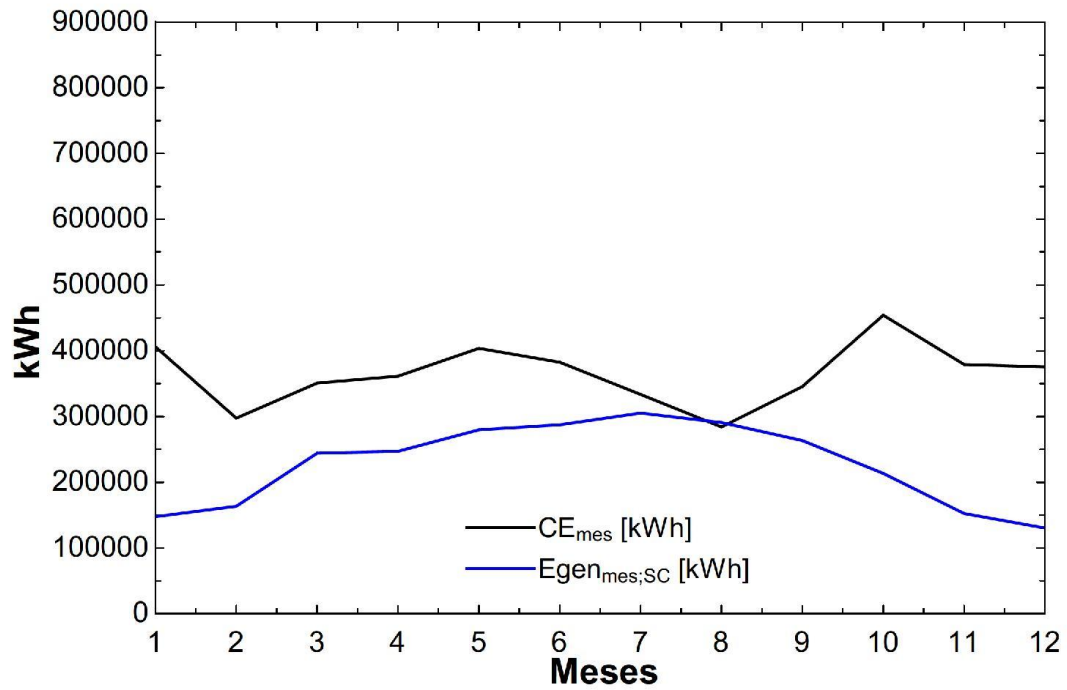
	B _{mes;SC;i} [kWh]	CE _{depur;i} [kWh]	PE _{TV;i} [kWh]
1	-258467	2548424	2142624
2	-134168	2145038	1847706
3	-106949	2399006	2048118
4	-114345	2497740	2136225
5	-124355	2722323	2318488
6	-94825	2736266	2353884
7	-28105	2743236	2409804
8	7014	2540235	2256461
9	-82184	2636281	2290772
10	-240955	2716116	2261916
11	-226885	2506464	2127400
12	-245283	2598904	2223413

Parametric Table: N°pan, Sup. y Pot. totales para cubrir CE EDAR tot

	CE _{tot;año} [kWh]	n _{pan;tot;SC}	Egen _{tot;SC} [kWh]	Pgen _{tot;SC} [kW]	sup _{edar} [m ²]
Run 1	4373222	11189	2723714	2148	29469
Run 2	4373222	12544	3053616	2408	33038
Run 3	4373222	13899	3383517	2669	36608
Run 4	4373222	15254	3713419	2929	40177
Run 5	4373222	16610	4043320	3189	43746
Run 6	4373222	17965	4373222	3449	47316

Lookup Table: Datos

	Mes	CA Agua a depurar [m ³]	CE Depuracion y bombeo [kWh]	CE Prod. Turbina Vapor [kWh]	HSP [kWh/m ²]
Row 1	1	4058000	2548424	2142624	91,2
Row 2	2	3034000	2145038	1847706	101
Row 3	3	3814000	2399006	2048118	151
Row 4	4	4695000	2497740	2136225	153
Row 5	5	4751000	2722323	2318488	173
Row 6	6	4966000	2736266	2353884	178
Row 7	7	5052000	2743236	2409804	189
Row 8	8	4577000	2540235	2256461	180
Row 9	9	4733000	2636281	2290772	163
Row 10	10	4542000	2716116	2261916	132
Row 11	11	3868000	2506464	2127400	94,2
Row 12	12	4219000	2598904	2223413	80,6



5.1.3 CÁLCULOS FV EDAR LA ALMOZARA

Cálculos Fotovoltaica EDAR La Almozara

Datos del problema

$$G = 1 \text{ kW/m}^2$$

$$\alpha_{\text{incl;opt}} = 35 \text{ Inclinação óptima panels según PVGIS}$$

$$\beta_{\text{lat;zgz}} = 41,65 \text{ Latitud Zaragoza } 41^{\circ} 39' 22'' \text{ según PVGIS}$$

$$h_{s_{\min}} = 90 - \beta_{\text{lat;zgz}} - 23,5 \text{ Altura solar mínima el 21 Diciembre en hemisferio norte}$$

$$L_{\text{pan}} = 1,6 \text{ m largo panel SC}$$

$$A_{\text{pan}} = 0,8 \text{ m ancho (parte paralela al suelo) panel SC}$$

$$d_{\text{entre;pan}} = L_{\text{pan}} \cdot \frac{\sin[\alpha_{\text{incl;opt}}]}{\tan[h_{s_{\min}}]} + L_{\text{pan}} \cdot \cos[\alpha_{\text{incl;opt}}] \text{ distancia entre paneles peor día del año, 21 Diciembre}$$

$$\text{sup}_{\text{panSC}} = L_{\text{pan}} \cdot A_{\text{pan}} \text{ m}^2, \text{ superficie generadora panel SC}$$

$$\text{sup}_{\text{sueloSC}} = d_{\text{entre;pan}} \cdot A_{\text{pan}} \text{ m}^2, \text{ superficie suelo ocupa panel SC}$$

$$r_{\text{dtoSC}} = 0,15 \text{ Rendimiento S.Cristalino}$$

$$PR_{\text{SC}} = 0,752$$

$$\text{Mes}_i = \text{Lookup}['\text{ETAP}'; i; '\text{Mes}'] \text{ for } i = 1 \text{ to } 12$$

$$CA_{\text{mes};i} = \text{Lookup}['\text{ETAP}'; i; '\text{CA Agua a depurar}'] \text{ for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ Cantidad agua a depurar en m}^3 \text{ cada mes}$$

$$CE_{\text{depur};i} = \text{Lookup}['\text{ETAP}'; i; '\text{CE Depuracion}'] \text{ for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ Consumo eléctrico depuración y bombeo kWh cada mes}$$

$$PE_{\text{TV};i} = \text{Lookup}['\text{ETAP}'; i; '\text{CE Prod. Biogás}'] \text{ for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ Consumo eléctrico producido por Biogás kWh cada mes}$$

$$HSP_{\text{mes};i} = \text{Lookup}['\text{ETAP}'; i; '\text{HSP}'] \text{ for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ Irradiación o energía incidente kWh/m}^2$$

$$CE_{\text{mes};i} = CE_{\text{depur};i} - PE_{\text{TV};i} \text{ for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ Consumo eléctrico total (depuración-producción Biogás) ETAP kWh cada mes}$$

$$\text{ratio}_{CE;CA;\text{mes};i} = \frac{CE_{\text{mes};i}}{CA_{\text{mes};i}} \text{ for } i = 1 \text{ to } 12 \text{ Ratio kWh/m}^3 \text{ agua a depurar cada mes}$$

$$HSP_{\text{año}} = \sum_{i=1}^{12} [HSP_{\text{mes};i}] \text{ Irradiación o energía incidente anual total kWh/m}^2$$

$$CE_{\text{tot;año}} = \sum_{i=1}^{12} [CE_{\text{mes};i}] \text{ Consumo eléctrico total anual ETAP kWh}$$

$$CA_{\text{año}} = \sum_{i=1}^{12} [CA_{\text{mes};i}] \text{ Cantidad agua tratar total anual ETAP m}^3$$

Datos con superficie disponible suponemos que se tienen 10000 m² para paneles fotovoltaicos

$$\text{sup}_{\text{edar}} = 10000 \text{ suponemos que tenemos unos 10000 m}^2 \text{ EDAR LA ALMOZARA para FV}$$

$$n_{\text{pan;tot;SC}} = \frac{\text{sup}_{\text{edar}}}{\text{sup}_{\text{sueloSC}}} \quad \text{nº paneles totales harán falta de SC}$$

$$P_{1\text{panSC}} = \text{sup}_{\text{panSC}} \cdot G \cdot \text{rdto}_{\text{SC}} \quad \text{kW pico cada panel SC tendrá que generar, al conectar paneles paralelo o serie (variarán V e I)}$$

$$P_{\text{gen;tot;SC}} = P_{1\text{panSC}} \cdot n_{\text{pan;tot;SC}} \quad \text{kW pico total generan todos paneles SC}$$

$$E_{\text{gen;mes;SC;i}} = P_{\text{gen;tot;SC}} \cdot \text{HSP}_{\text{mes;i}} \cdot \frac{\text{PR}_{\text{SC}}}{G} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Potencia producida tecnología Silicio Monocristalino KWh/mes}$$

$$B_{\text{mes;SC;i}} = E_{\text{gen;mes;SC;i}} - \text{CE}_{\text{mes;i}} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Balance kWh, entre generados por SC y consumo eléctrico ETAP en cada mes}$$

$$E\%_{\text{cubro;mes;SC;i}} = E_{\text{gen;mes;SC;i}} \cdot \frac{100}{\text{CE}_{\text{mes;i}}} \quad \text{for } i = 1 \text{ to } 12 \quad \text{Cuanta demanda en % cubro con SC respecto consumo total}$$

$$E_{\text{gen;tot;SC}} = \sum_{i=1}^{12} [E_{\text{gen;mes;SC;i}}] \quad \text{kWh eléctricos generados año por paneles SC}$$

]

$$B_{\text{tot;SC}} = E_{\text{gen;tot;SC}} - \text{CE}_{\text{tot;año}} \quad \text{Balance kWh, entre generados por SC y consumo eléctrico ETAP al año}$$

$$E\%_{\text{año cubro;SC}} = E_{\text{gen;tot;SC}} \cdot \frac{100}{\text{CE}_{\text{tot;año}}} \quad \text{\% kWh cubro del total consumo eléctrico ETAP mediante SC}$$

$$\text{CA}_{\text{ahorra;año;SC}} = E_{\text{gen;tot;SC}} \cdot \frac{\text{CA}_{\text{año}}}{\text{CE}_{\text{tot;año}}} \quad \text{m3 de agua a depurar se ahorran con la energía generada por SC}$$

$$\text{CA}\%_{\text{ahorra;año;SC}} = \text{CA}_{\text{ahorra;año;SC}} \cdot \frac{100}{\text{CA}_{\text{año}}} \quad \text{\% de agua a depurar del total se ahorran con la energía generada por SC}$$

Arrays Table

	Mes _i	CA _{mes,i} [m ³]	CE _{mes,i} [kWh]	HSP _{mes,i} [kWh/m ²]	ratio _{CE,CA;mes,i} [kWh/m ³]	Egen _{mes,SC,i} [kWh]	E% _{cubro;mes,SC,i}
1	1	1015560	223423	91,2	0,22	49996	22,38
2	2	917280	201802	101	0,22	55368	27,44
3	3	1015560	223423	151	0,22	82778	37,05
4	4	982800	216216	153	0,22	83875	38,79
5	5	1015560	223423	173	0,22	94838	42,45
6	6	982800	216216	178	0,22	97579	45,13
7	7	1015560	223423	189	0,22	103610	46,37
8	8	1015560	223423	180	0,22	98676	44,17
9	9	982800	216216	163	0,22	89356	41,33
10	10	1015560	223423	132	0,22	72362	32,39
11	11	982800	216216	94,2	0,22	51640	23,88
12	12	1015560	223423	80,6	0,22	44185	19,78

Arrays Table

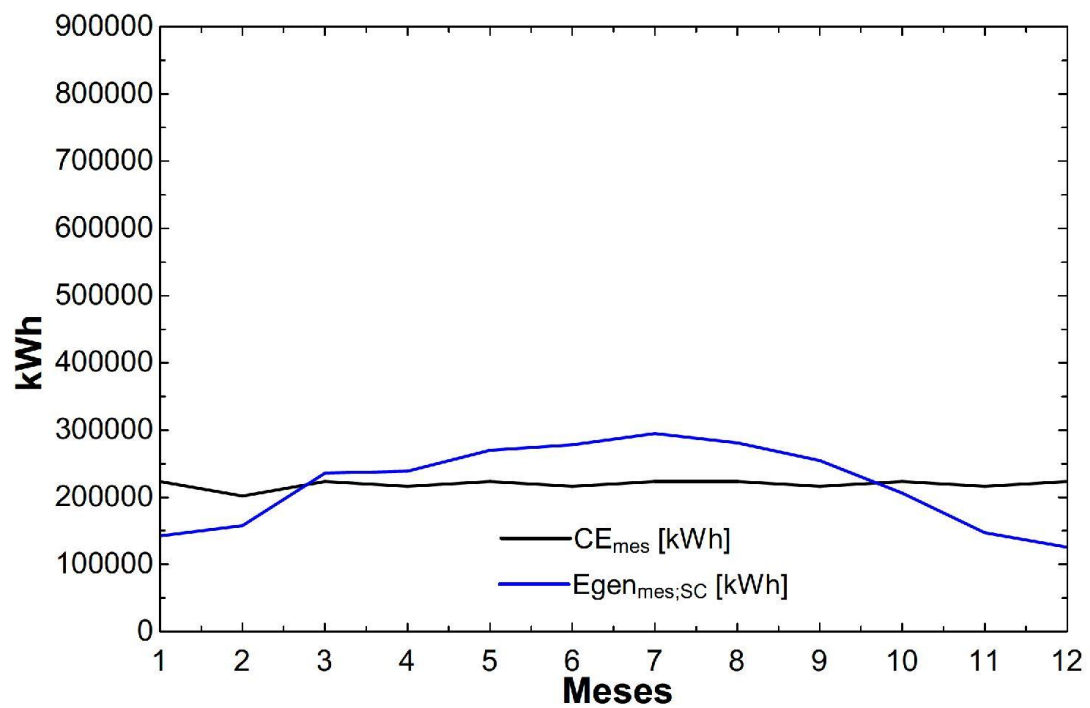
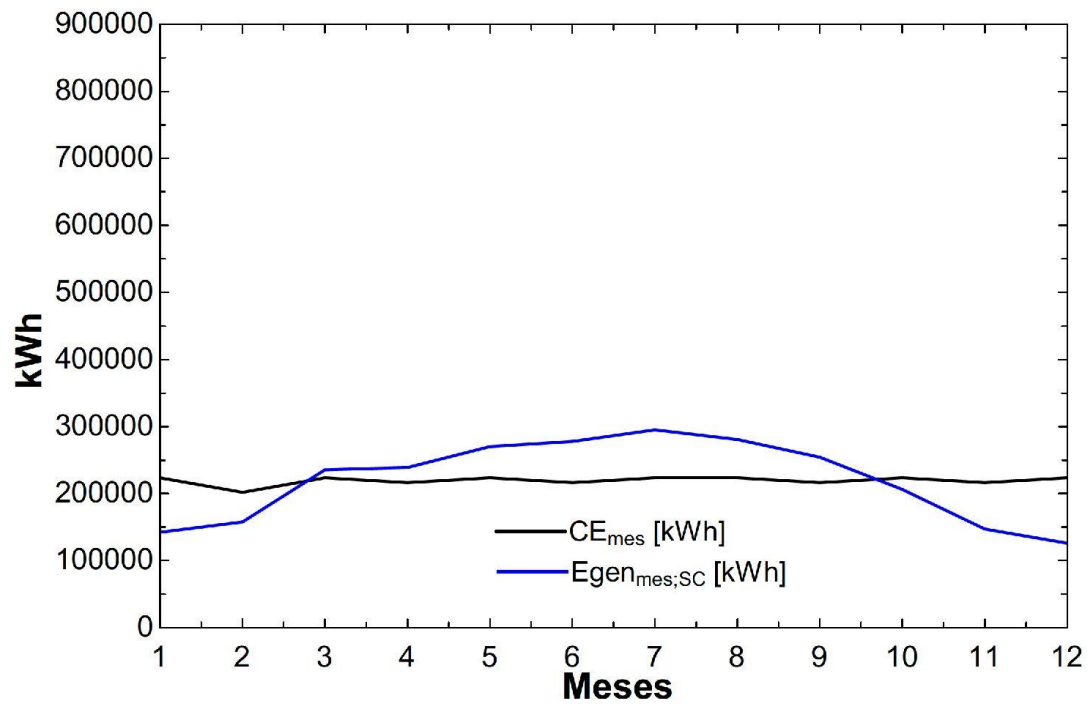
	B _{mes,SC,i} [kWh]	CE _{depur,i} [kWh]	PE _{TV,i} [kWh]
1	-173427	355446	132023
2	-146434	321048	119246
3	-140645	355446	132023
4	-132341	343980	127764
5	-128585	355446	132023
6	-118637	343980	127764
7	-119813	355446	132023
8	-124747	355446	132023
9	-126860	343980	127764
10	-151061	355446	132023
11	-164576	343980	127764
12	-179238	355446	132023

Parametric Table: N°pan, Sup. y Pot. totales para cubrir CE EDAR tot

	CE _{tot;año} [kWh]	n _{pan,tot;SC}	Egen _{tot;SC} [kWh]	Pgen _{tot;SC} [kW]	sup _{edar} [m ²]
Run 1	2630627	3797	924264	729	10000
Run 2	2630627	5199	1265537	998,2	13692
Run 3	2630627	6601	1606809	1267	17385
Run 4	2630627	8003	1948082	1536	21077
Run 5	2630627	9405	2289354	1806	24769
Run 6	2630627	10806	2630627	2075	28462

Lookup Table: ETAP

	Mes	CA Agua a depurar [m ³]	CE Depuracion [kWh]	CE Prod. Biogás [kWh]	HSP [kWh/m ²]
Row 1	1	1015560	355446	132023	91,2
Row 2	2	917280	321048	119246	101
Row 3	3	1015560	355446	132023	151
Row 4	4	982800	343980	127764	153
Row 5	5	1015560	355446	132023	173
Row 6	6	982800	343980	127764	178
Row 7	7	1015560	355446	132023	189
Row 8	8	1015560	355446	132023	180
Row 9	9	982800	343980	127764	163
Row 10	10	1015560	355446	132023	132
Row 11	11	982800	343980	127764	94,2
Row 12	12	1015560	355446	132023	80,6



5.1.4 CÁLCULOS CCP

Datos comunes

$$MS = 2 \text{ Múltiplo Solar}$$

$$S_{\text{aper;colec}} = 817,5 \text{ m}^2, \text{Área de apertura del colector}$$

$$h_{\text{almac}} = 7,5 \text{ horas de almacenamiento térmico}$$

$$h_{\text{año}} = 8760 \text{ horas que tiene un año}$$

Datos obtenidos del proyecto CCP de 50 MW en Almería

$$A_{W,e;dis} = 50000 \text{ kW, potencia de la planta ejemplo 50MW}$$

$$A_{\text{sup;CCP}} = 510120 \text{ m}^2, \text{superficie espejos CCP planta ejemplo 50MW}$$

$$A_{\text{sup;CS}} = 1,95 \times 10^6 \text{ m}^2, \text{superficie ocupada total por la planta ejemplo 50MW}$$

$$A_{\text{Egen}} = 1,84139 \times 10^8 \text{ kWh eléctricos, producción eléctrica planta ejemplo 50MW}$$

$$A_{\text{cons;agua}} = 570000 \text{ m}^3, \text{consumo agua planta ejemplo 50MW}$$

$$A_{\text{cons;fuel}} = 9,1955 \times 10^7 \text{ kWh térmicos, consumo combustible fósil (15%GN) planta ejemplo 50MW}$$

$$A_{Q,almac} = 1,06589 \times 10^6 \text{ kW térmicos, capacidad del sistema de almacenamiento planta ejemplo 50MW}$$

$$A_{n;colect} = \frac{A_{\text{sup;CCP}}}{MS \cdot S_{\text{aper;colec}}} \text{ número de colectores Cilindro-Parabólicos planta ejemplo 50MW}$$

$$A_{r;cap} = \frac{A_{\text{Egen}}}{h_{\text{año}} \cdot A_{W,e;dis}} \cdot 100 \text{ \% Factor capacidad con almacenamiento 7,5h y apoyo 15\% apoyo Caldera GN}$$

$$A_{r;m2kW;CCP} = \frac{A_{\text{sup;CCP}}}{A_{W,e;dis}} \text{ ratio m}^2/\text{kW de CCP ejemplo 50MW}$$

$$A_{r;m2kW;CS} = \frac{A_{\text{sup;CS}}}{A_{W,e;dis}} \text{ ratio m}^2/\text{kW de Campo Solar ejemplo 50MW}$$

$$A_{r;kWh/kW} = \frac{A_{\text{Egen}}}{A_{W,e;dis}} \text{ ratio horas equivalentes kWh/kW ejemplo 50MW}$$

$$A_{r;m3/kW} = \frac{A_{\text{cons;agua}}}{A_{W,e;dis}} \text{ ratio consumo agua planta m}^3/\text{kW ejemplo 50MW}$$

$$A_{r;kWt/kW,f} = \frac{A_{\text{cons;fuel}}}{A_{W,e;dis}} \text{ ratio consumo fuel kWt/kW ejemplo 50MW}$$

$$A_{r;kWt/kW,a} = \frac{A_{Q,almac}}{A_{W,e;dis}} \text{ ratio capacidad almacenamiento kWt/kW ejemplo 50MW}$$

Datos para un proyecto CCP en Zaragoza

$$Z_{W,e;dis} = 5000 \text{ kW, potencia de una planta}$$

$$Z_{\text{sup;CCP}} = Z_{W,e;dis} \cdot A_{r;m2kW;CCP} \text{ m}^2, \text{superficie espejos CCP de una planta}$$

$$Z_{\text{sup;CS}} = Z_{W,e;dis} \cdot A_{r;m2kW;CS} \text{ m}^2, \text{superficie ocupada total para planta}$$

$$Z_{\text{Egen}} = Z_{W,e;dis} \cdot A_{r;kWh/kW} \text{ kWh eléctricos, producción eléctrica planta}$$

$$Z_{\text{cons;agua}} = Z_{W,e;\text{dis}} \cdot A_{r,m^3/kW} \quad m^3, \text{ consumo agua ejemplo planta}$$

$$Z_{\text{cons;fuel}} = Z_{W,e;\text{dis}} \cdot A_{r,kW/kW,f} \quad kWh \text{ térmicos, consumo combustible fósil planta}$$

$$Z_{Q;\text{almac}} = Z_{W,e;\text{dis}} \cdot A_{r,kW/kW;a} \quad kW \text{ térmicos, capacidad del sistema de almacenamiento planta}$$

$$Z_{n;\text{colect}} = \frac{Z_{\text{sup;CCP}}}{MS \cdot S_{\text{aper;colec}}} \quad \text{número de colectores Cilindro-Parabólicos planta}$$

$$Z_{f;\text{cap}} = \frac{Z_{\text{Egen}}}{h_{\text{año}} \cdot Z_{W,e;\text{dis}}} \cdot 100 \quad \% \text{ Factor capacidad con almacenamiento 7,5h y apoyo 15\% apoyo Caldera GN}$$

Parametric Table: CEtot plantas

	Z_{Egen} [kWh]	$Z_{W,e;\text{dis}}$ [kW]	$Z_{\text{sup;CCP}}$ [m ²]	$Z_{\text{sup;CS}}$ [m ²]	$Z_{\text{cons;agua}}$ [m ³]	$Z_{\text{cons;fuel}}$ [kW]	$Z_{Q;\text{almac}}$ [kW]	$Z_{n;\text{colect}}$
Run 1	2630627	714,3	7288	27858	8143	1313678	15227	4
Run 2	4373222	1187	12115	46312	13537	2183892	25314	7
Run 3	6679485	1814	18504	70735	20676	3335589	38664	11
Run 4	18413900	5000	51012	195000	57000	9195500	106589	31
Run 5	36827800	10000	102024	390000	114000	18391000	213178	62
Run 6	184139000	50000	510120	1950000	570000	91955000	1065890	312

5.2 ANEXO B: CÁLCULOS ANÁLISIS ECONÓMICOS

5.2.1 ANÁLISIS ECONÓMICOS CASABLANCA

(CASO 1) A. ECONÓMICO ETAP CASABLANCA (FV)			CE=EGEN
Precio venta	0,24 €/kWh	Inflación anual	1,7%
Energía Anual Generada	6.679.485 kWh	Interés préstamo	6,25%
Coste Total Inversión	3.000 €/kW	Interés mercado (VAN)	1,7%
Potencia Instalada	5.268 kW	Amortización Inmovilizado	4%
INVERSIÓN	15.804.000 €		25,0 años
Recursos Propios	3.160.800 €	Impuesto Sociedades	30%
Préstamo	12.643.200 €		
Años de financiación préstamo	10 años	VAN	12.497.702 €
Costes de explotación	5% del ahorro anual	TIR	10%
Subvención	0%	PAYBACK	14 años

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		1.603.076	1.630.329	1.658.044	1.686.231	1.714.897
Costes explotación		80.154	81.516	82.902	84.312	85.745
BENEFICIO BRUTO		1.522.923	1.548.812	1.575.142	1.601.919	1.629.152
Amortización		632.160	632.160	632.160	632.160	632.160
Subvención		0				
B.A.I.T.		890.763	916.652	942.982	969.759	996.992
Interés préstamo		790.200	711.180	632.160	553.140	474.120
B.A.T.		100.563	205.472	310.822	416.619	522.872
Impuesto Sociedades		30.169	61.642	93.247	124.986	156.862
BENEFICIO NETO		70.394	143.831	217.575	291.634	366.010
Amortización		632.160	632.160	632.160	632.160	632.160
Desembolso inversión	3.160.800	1.264.320	1.264.320	1.264.320	1.264.320	1.264.320
Cash Flows	-3.160.800 €	-561.766 €	-488.329 €	-414.585 €	-340.526 €	-266.150 €
PENDIENTE AMORTIZAR	15.804.000	15.171.840	14.539.680	13.907.520	13.275.360	12.643.200
PENDIENTE PRÉSTAMO	12.643.200	11.378.880	10.114.560	8.850.240	7.585.920	6.321.600
PAYBACK	-3.160.800	-3.722.566	-4.210.896	-4.625.480	-4.966.007	-5.232.156
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.744.050 87.203	1.773.699 88.685	1.803.852 90.193	1.834.517 91.726	1.865.704 93.285	1.897.421 94.871	1.929.677 96.484	1.962.482 98.124	1.995.844 99.792	2.029.773 101.489
1.656.848 632.160	1.685.014 632.160	1.713.659 632.160	1.742.792 632.160	1.772.419 632.160	1.802.550 632.160	1.833.193 632.160	1.864.358 632.160	1.896.052 632.160	1.928.285 632.160
1.024.688 395.100	1.052.854 316.080	1.081.499 237.060	1.110.632 158.040	1.140.259 79.020	1.170.390 0	1.201.033 0	1.232.198 0	1.263.892 0	1.296.125 0
629.588 188.876	736.774 221.032	844.439 253.332	952.592 285.777	1.061.239 318.372	1.170.390 351.117	1.201.033 360.310	1.232.198 369.659	1.263.892 379.168	1.296.125 388.837
440.711 632.160 1.264.320	515.742 632.160 1.264.320	591.108 632.160 1.264.320	666.814 632.160 1.264.320	742.867 632.160 1.264.320	819.273 632.160 0	840.723 632.160 0	862.538 632.160 0	884.724 632.160 0	907.287 632.160 0
-191.449 €	-116.418 €	-41.052 €	34.654 €	110.707 €	1.451.433 €	1.472.883 €	1.494.698 €	1.516.884 €	1.539.447 €
12.011.040	11.378.880	10.746.720	10.114.560	9.482.400	8.850.240	8.218.080	7.585.920	6.953.760	6.321.600
5.057.280	3.792.960	2.528.640	1.264.320	0	0	0	0	0	0
-5.423.605	-5.540.023	-5.581.075	-5.546.421	-5.435.714	-3.984.281	-2.511.397	-1.016.699	500.186	2.039.633
6 0	7 0	8 0	9 0	10 0	11 0	12 0	13 0	14 14	15 14

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.064.280 103.214	2.099.372 104.969	2.135.062 106.753	2.171.358 108.568	2.208.271 110.414	2.245.811 112.291	2.283.990 114.200	2.322.818 116.141	2.362.306 118.115	2.402.465 120.123
1.961.066 632.160	1.994.404 632.160	2.028.309 632.160	2.062.790 632.160	2.097.857 632.160	2.133.521 632.160	2.169.791 632.160	2.206.677 632.160	2.244.191 632.160	2.282.342 632.160
1.328.906 0	1.362.244 0	1.396.149 0	1.430.630 0	1.465.697 0	1.501.361 0	1.537.631 0	1.574.517 0	1.612.031 0	1.650.182 0
1.328.906 398.672	1.362.244 408.673	1.396.149 418.845	1.430.630 429.189	1.465.697 439.709	1.501.361 450.408	1.537.631 461.289	1.574.517 472.355	1.612.031 483.609	1.650.182 495.055
930.234 632.160 0	953.571 632.160 0	977.304 632.160 0	1.001.441 632.160 0	1.025.988 632.160 0	1.050.953 632.160 0	1.076.341 632.160 0	1.102.162 632.160 0	1.128.421 632.160 0	1.155.127 632.160 0
1.562.394 €	1.585.731 €	1.609.464 €	1.633.601 €	1.658.148 €	1.683.113 €	1.708.501 €	1.734.322 €	1.760.581 €	1.787.287 €
5.689.440	5.057.280	4.425.120	3.792.960	3.160.800	2.528.640	1.896.480	1.264.320	632.160	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.602.027	5.187.757	6.797.221	8.430.822	10.088.970	11.772.083	13.480.584	15.214.906	16.975.488	18.762.775
16 14	17 14	18 14	19 14	20 14	21 14	22 14	23 14	24 14	25 14

(CASO 2) A. ECONÓMICO ETAP CASABLANCA (CCP)				CE=EGEN	
Precio venta	0,269375 €/kWh		Inflación anual	1,7%	
Energía Anual Generada	6.679.485 kWh		Interes préstamo	6,25%	
Coste Total Inversión	9.000 €/kW		Interés mercado (VAN)	1,7%	
Potencia Instalada	1.814 kW		Amortización Inmovilizado	4%	
INVERSIÓN	16.326.000 €	100%		25,0 años	
Recursos Propios	3.265.200 €	20%	Impuesto Sociedades	30%	
Préstamo	13.060.800 €	80%			
Años de financiación préstamo	10 años		VAN	15.252.396 €	
Costes de explotación	5%	del ahorro anual	TIR	11%	
Subvención	0%		PAYBACK	13 años	

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		1.799.286	1.829.874	1.860.982	1.892.619	1.924.793
Costes explotación		89.964	91.494	93.049	94.631	96.240
BENEFICIO BRUTO		1.709.322	1.738.380	1.767.933	1.797.988	1.828.554
Amortización		653.040	653.040	653.040	653.040	653.040
Subvención		0				
B.A.I.T.		1.056.282	1.085.340	1.114.893	1.144.948	1.175.514
Interés préstamo		816.300	734.670	653.040	571.410	489.780
B.A.T.		239.982	350.670	461.853	573.538	685.734
Impuesto Sociedades		71.995	105.201	138.556	172.061	205.720
BENEFICIO NETO		167.987	245.469	323.297	401.476	480.013
Amortización		653.040	653.040	653.040	653.040	653.040
Desembolso inversión	3.265.200	1.306.080	1.306.080	1.306.080	1.306.080	1.306.080
Cash Flows	-3.265.200 €	-485.053 €	-407.571 €	-329.743 €	-251.564 €	-173.027 €
PENDIENTE AMORTIZAR	16.326.000	15.672.960	15.019.920	14.366.880	13.713.840	13.060.800
PENDIENTE PRÉSTAMO	13.060.800	11.754.720	10.448.640	9.142.560	7.836.480	6.530.400
PAYBACK	-3.265.200	-3.750.253	-4.157.823	-4.487.566	-4.739.130	-4.912.156
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.957.515 97.876	1.990.792 99.540	2.024.636 101.232	2.059.055 102.953	2.094.059 104.703	2.129.658 106.483	2.165.862 108.293	2.202.681 110.134	2.240.127 112.006	2.278.209 113.910
1.859.639 653.040	1.891.253 653.040	1.923.404 653.040	1.956.102 653.040	1.989.356 653.040	2.023.175 653.040	2.057.569 653.040	2.092.547 653.040	2.128.121 653.040	2.164.299 653.040
1.206.599 408.150	1.238.213 326.520	1.270.364 244.890	1.303.062 163.260	1.336.316 81.630	1.370.135 0	1.404.529 0	1.439.507 0	1.475.081 0	1.511.259 0
798.449 239.535	911.693 273.508	1.025.474 307.642	1.139.802 341.941	1.254.686 376.406	1.370.135 411.040	1.404.529 421.359	1.439.507 431.852	1.475.081 442.524	1.511.259 453.378
558.914 653.040 1.306.080	638.185 653.040 1.306.080	717.832 653.040 1.306.080	797.861 653.040 1.306.080	878.280 653.040 1.306.080	959.094 653.040 0	983.170 653.040 0	1.007.655 653.040 0	1.032.557 653.040 0	1.057.881 653.040 0
-94.126 €	-14.855 €	64.792 €	144.821 €	225.240 €	1.612.134 €	1.636.210 €	1.660.695 €	1.685.597 €	1.710.921 €
12.407.760	11.754.720	11.101.680	10.448.640	9.795.600	9.142.560	8.489.520	7.836.480	7.183.440	6.530.400
5.224.320	3.918.240	2.612.160	1.306.080	0	0	0	0	0	0
-5.006.282	-5.021.137	-4.956.345	-4.811.524	-4.586.284	-2.974.150	-1.337.939	322.756	2.008.352	3.719.273
6 0	7 0	8 0	9 0	10 0	11 0	12 0	13 13	14 13	15 13

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.316.939 115.847	2.356.327 117.816	2.396.384 119.819	2.437.123 121.856	2.478.554 123.928	2.520.689 126.034	2.563.541 128.177	2.607.121 130.356	2.651.442 132.572	2.696.517 134.826
2.201.092 653.040	2.238.510 653.040	2.276.565 653.040	2.315.267 653.040	2.354.626 653.040	2.394.655 653.040	2.435.364 653.040	2.476.765 653.040	2.518.870 653.040	2.561.691 653.040
1.548.052 0	1.585.470 0	1.623.525 0	1.662.227 0	1.701.586 0	1.741.615 0	1.782.324 0	1.823.725 0	1.865.830 0	1.908.651 0
1.548.052 464.416	1.585.470 475.641	1.623.525 487.058	1.662.227 498.668	1.701.586 510.476	1.741.615 522.484	1.782.324 534.697	1.823.725 547.118	1.865.830 559.749	1.908.651 572.595
1.083.636 653.040 0	1.109.829 653.040 0	1.136.468 653.040 0	1.163.559 653.040 0	1.191.110 653.040 0	1.219.130 653.040 0	1.247.627 653.040 0	1.276.608 653.040 0	1.306.081 653.040 0	1.336.056 653.040 0
1.736.676 €	1.762.869 €	1.789.508 €	1.816.599 €	1.844.150 €	1.872.170 €	1.900.667 €	1.929.648 €	1.959.121 €	1.989.096 €
5.877.360	5.224.320	4.571.280	3.918.240	3.265.200	2.612.160	1.959.120	1.306.080	653.040	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.455.950	7.218.819	9.008.327	10.824.925	12.669.076	14.541.246	16.441.913	18.371.560	20.330.682	22.319.777
16 13	17 13	18 13	19 13	20 13	21 13	22 13	23 13	24 13	25 13

(CASO 3) A. ECONÓMICO ETAP CASABLANCA (FV)				S.Planta=S.Inst.	
Precio venta	0,24 €/kWh		Inflación anual	1,7%	
Energía Anual Generada	9.612.347 kWh		Interes préstamo	6,25%	
Coste Total Inversión	3.000 €/kW		Interés mercado (VAN)	1,7%	
Potencia Instalada	7.581 kW		Amortización Inmovilizado	4%	
INVERSIÓN	22.743.000 €	100%		25,0 años	
Recursos Propios	4.548.600 €	20%	Impuesto Sociedades	30%	
Préstamo	18.194.400 €	80%			
Años de financiación préstamo	10 años		VAN	17.985.516 €	
Costes de explotación	5%	del ahorro anual	TIR	10%	
Subvención	0%		PAYBACK	14 años	

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		2.306.963	2.346.182	2.386.067	2.426.630	2.467.883
Costes explotación		115.348	117.309	119.303	121.331	123.394
BENEFICIO BRUTO		2.191.615	2.228.873	2.266.763	2.305.298	2.344.488
Amortización		909.720	909.720	909.720	909.720	909.720
Subvención		0				
B.A.I.T.		1.281.895	1.319.153	1.357.043	1.395.578	1.434.768
Interés préstamo		1.137.150	1.023.435	909.720	796.005	682.290
B.A.T.		144.745	295.718	447.323	599.573	752.478
Impuesto Sociedades		43.424	88.715	134.197	179.872	225.744
BENEFICIO NETO		101.322	207.002	313.126	419.701	526.735
Amortización		909.720	909.720	909.720	909.720	909.720
Desembolso inversión	4.548.600	1.819.440	1.819.440	1.819.440	1.819.440	1.819.440
Cash Flows	-4.548.600 €	-808.398 €	-702.718 €	-596.594 €	-490.019 €	-382.985 €
PENDIENTE AMORTIZAR	22.743.000	21.833.280	20.923.560	20.013.840	19.104.120	18.194.400
PENDIENTE PRÉSTAMO	18.194.400	16.374.960	14.555.520	12.736.080	10.916.640	9.097.200
PAYBACK	-4.548.600	-5.356.998	-6.059.716	-6.656.310	-7.146.328	-7.529.313
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2.509.837 125.492	2.552.504 127.625	2.595.896 129.795	2.640.027 132.001	2.684.907 134.245	2.730.550 136.528	2.776.970 138.848	2.824.178 141.209	2.872.189 143.609	2.921.017 146.051
2.384.345 909.720	2.424.879 909.720	2.466.102 909.720	2.508.025 909.720	2.550.662 909.720	2.594.023 909.720	2.638.121 909.720	2.682.969 909.720	2.728.580 909.720	2.774.966 909.720
1.474.625 568.575	1.515.159 454.860	1.556.382 341.145	1.598.305 227.430	1.640.942 113.715	1.684.303 0	1.728.401 0	1.773.249 0	1.818.860 0	1.865.246 0
906.050 271.815	1.060.299 318.090	1.215.237 364.571	1.370.875 411.263	1.527.227 458.168	1.684.303 505.291	1.728.401 518.520	1.773.249 531.975	1.818.860 545.658	1.865.246 559.574
634.235 909.720 1.819.440	742.209 909.720 1.819.440	850.666 909.720 1.819.440	959.613 909.720 1.819.440	1.069.059 909.720 1.819.440	1.179.012 909.720 0	1.209.881 909.720 0	1.241.275 909.720 0	1.273.202 909.720 0	1.305.672 909.720 0
-275.485 €	-167.511 €	-59.054 €	49.893 €	159.339 €	2.088.732 €	2.119.601 €	2.150.995 €	2.182.922 €	2.215.392 €
17.284.680	16.374.960	15.465.240	14.555.520	13.645.800	12.736.080	11.826.360	10.916.640	10.006.920	9.097.200
7.277.760	5.458.320	3.638.880	1.819.440	0	0	0	0	0	0
-7.804.799	-7.972.310	-8.031.364	-7.981.471	-7.822.133	-5.733.401	-3.613.800	-1.462.805	720.117	2.935.509
6 0	7 0	8 0	9 0	10 0	11 0	12 0	13 0	14 14	15 14

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.970.674 148.534	3.021.175 151.059	3.072.535 153.627	3.124.768 156.238	3.177.889 158.894	3.231.914 161.596	3.286.856 164.343	3.342.733 167.137	3.399.559 169.978	3.457.352 172.868
2.822.140 909.720	2.870.117 909.720	2.918.909 909.720	2.968.530 909.720	3.018.995 909.720	3.070.318 909.720	3.122.513 909.720	3.175.596 909.720	3.229.581 909.720	3.284.484 909.720
1.912.420 0	1.960.397 0	2.009.189 0	2.058.810 0	2.109.275 0	2.160.598 0	2.212.793 0	2.265.876 0	2.319.861 0	2.374.764 0
1.912.420 573.726	1.960.397 588.119	2.009.189 602.757	2.058.810 617.643	2.109.275 632.782	2.160.598 648.179	2.212.793 663.838	2.265.876 679.763	2.319.861 695.958	2.374.764 712.429
1.338.694 909.720 0	1.372.278 909.720 0	1.406.432 909.720 0	1.441.167 909.720 0	1.476.492 909.720 0	1.512.419 909.720 0	1.548.955 909.720 0	1.586.113 909.720 0	1.623.903 909.720 0	1.662.335 909.720 0
2.248.414 €	2.281.998 €	2.316.152 €	2.350.887 €	2.386.212 €	2.422.139 €	2.458.675 €	2.495.833 €	2.533.623 €	2.572.055 €
8.187.480	7.277.760	6.368.040	5.458.320	4.548.600	3.638.880	2.729.160	1.819.440	909.720	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.183.923	7.465.921	9.782.073	12.132.960	14.519.172	16.941.311	19.399.986	21.895.819	24.429.442	27.001.497
16 14	17 14	18 14	19 14	20 14	21 14	22 14	23 14	24 14	25 14

(CASO 4) A. ECONÓMICO ETAP CASABLANCA (FV)				AUTOCONSUMO	
Precio venta	0,24 €/kWh		VENTA E. EXCEDENTE		
Energía Anual Generada	2.932.862 kWh				
Precio electricidad	0,168083 €/kWh		Inflación anual	1,7%	
Energía Anual Ahorrada	6.679.485 kWh		Interes préstamo	6,25%	
Coste Total Inversión	3.000 €/kW		Interés mercado (VAN)	1,7%	
Potencia Instalada	7.581 kW		Amortización Inmovilizado	4%	
INVERSIÓN	22.743.000 €	100%		25,0 años	
Recursos Propios	4.548.600 €	20%	Impuesto Sociedades	30%	
Préstamo	18.194.400 €	80%			
Años de financiación préstamo		10 años	VAN	9.985.086 €	
Costes de explotación	5%	del ahorro anual	TIR	6%	
Subvención		0%	PAYBACK	17 años	

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		1.826.595	1.857.647	1.889.227	1.921.344	1.954.007
Costes explotación		91.330	92.882	94.461	96.067	97.700
BENEFICIO BRUTO		1.735.265	1.764.765	1.794.766	1.825.277	1.856.306
Amortización		909.720	909.720	909.720	909.720	909.720
Subvención		0				
B.A.I.T.		825.545	855.045	885.046	915.557	946.586
Interés préstamo		1.137.150	1.023.435	909.720	796.005	682.290
B.A.T.		-311.605	-168.390	-24.674	119.552	264.296
Impuesto Sociedades		0	0	0	35.865	79.289
BENEFICIO NETO		-311.605	-168.390	-24.674	83.686	185.007
Amortización		909.720	909.720	909.720	909.720	909.720
Desembolso inversión	4.548.600	1.819.440	1.819.440	1.819.440	1.819.440	1.819.440
Cash Flows	-4.548.600 €	-1.221.325 €	-1.078.110 €	-934.394 €	-826.034 €	-724.713 €
PENDIENTE AMORTIZAR	22.743.000	21.833.280	20.923.560	20.013.840	19.104.120	18.194.400
PENDIENTE PRÉSTAMO	18.194.400	16.374.960	14.555.520	12.736.080	10.916.640	9.097.200
PAYBACK	-4.548.600	-5.769.925	-6.848.035	-7.782.430	-8.608.464	-9.333.176
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.987.225 99.361	2.021.007 101.050	2.055.365 102.768	2.090.306 104.515	2.125.841 106.292	2.161.980 108.099	2.198.734 109.937	2.236.112 111.806	2.274.126 113.706	2.312.787 115.639
1.887.863 909.720	1.919.957 909.720	1.952.596 909.720	1.985.791 909.720	2.019.549 909.720	2.053.881 909.720	2.088.797 909.720	2.124.307 909.720	2.160.420 909.720	2.197.147 909.720
978.143 568.575	1.010.237 454.860	1.042.876 341.145	1.076.071 227.430	1.109.829 113.715	1.144.161 0	1.179.077 0	1.214.587 0	1.250.700 0	1.287.427 0
409.568 122.871	555.377 166.613	701.731 210.519	848.641 254.592	996.114 298.834	1.144.161 343.248	1.179.077 353.723	1.214.587 364.376	1.250.700 375.210	1.287.427 386.228
286.698 909.720 1.819.440	388.764 909.720 1.819.440	491.212 909.720 1.819.440	594.048 909.720 1.819.440	697.280 909.720 1.819.440	800.913 909.720 0	825.354 909.720 0	850.211 909.720 0	875.490 909.720 0	901.199 909.720 0
-623.022 €	-520.956 €	-418.508 €	-315.672 €	-212.440 €	1.710.633 €	1.735.074 €	1.759.931 €	1.785.210 €	1.810.919 €
17.284.680	16.374.960	15.465.240	14.555.520	13.645.800	12.736.080	11.826.360	10.916.640	10.006.920	9.097.200
7.277.760	5.458.320	3.638.880	1.819.440	0	0	0	0	0	0
-9.956.199	-10.477.155	-10.895.663	-11.211.334	-11.423.774	-9.713.142	-7.978.067	-6.218.137	-4.432.927	-2.622.008
6 0	7 0	8 0	9 0	10 0	11 0	12 0	13 0	14 0	15 0

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.352.104 117.605	2.392.090 119.604	2.432.755 121.638	2.474.112 123.706	2.516.172 125.809	2.558.947 127.947	2.602.449 130.122	2.646.691 132.335	2.691.684 134.584	2.737.443 136.872
2.234.499 909.720	2.272.485 909.720	2.311.117 909.720	2.350.406 909.720	2.390.363 909.720	2.431.000 909.720	2.472.326 909.720	2.514.356 909.720	2.557.100 909.720	2.600.571 909.720
1.324.779 0	1.362.765 0	1.401.397 0	1.440.686 0	1.480.643 0	1.521.280 0	1.562.606 0	1.604.636 0	1.647.380 0	1.690.851 0
1.324.779 397.434	1.362.765 408.830	1.401.397 420.419	1.440.686 432.206	1.480.643 444.193	1.521.280 456.384	1.562.606 468.782	1.604.636 481.391	1.647.380 494.214	1.690.851 507.255
927.345 909.720 0	953.936 909.720 0	980.978 909.720 0	1.008.480 909.720 0	1.036.450 909.720 0	1.064.896 909.720 0	1.093.825 909.720 0	1.123.245 909.720 0	1.153.166 909.720 0	1.183.596 909.720 0
1.837.065 €	1.863.656 €	1.890.698 €	1.918.200 €	1.946.170 €	1.974.616 €	2.003.545 €	2.032.965 €	2.062.886 €	2.093.316 €
8.187.480	7.277.760	6.368.040	5.458.320	4.548.600	3.638.880	2.729.160	1.819.440	909.720	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-784.943	1.078.713	2.969.411	4.887.612	6.833.782	8.808.398	10.811.942	12.844.908	14.907.794	17.001.109
16 0	17 17	18 17	19 17	20 17	21 17	22 17	23 17	24 17	25 17

5.2.2 ANÁLISIS ECONÓMICOS LA CARTUJA

(CASO 1) A. ECONÓMICO EDAR LA CARTUJA (FV)				CE=EGEN	
Precio venta	0,176 €/kWh		Inflación anual	1,7%	
Energía Anual Generada	4.373.222 kWh		Interes préstamo	6,25%	
Coste Total Inversión	3.000 €/kW		Interés mercado (VAN)	1,7%	
Potencia Instalada	3.449 kW		Amortización Inmovilizado	4%	
INVERSIÓN	10.347.000 €	100%		25,0 años	
Recursos Propios	2.069.400 €	20%	Impuesto Sociedades	30%	
Préstamo	8.277.600 €	80%			
Años de financiación préstamo	10 años		VAN	3.486.719 €	
Costes de explotación	5%	del ahorro anual	TIR	5%	
Subvención	0%		PAYBACK	18 años	

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		769.687	782.772	796.079	809.612	823.376
Costes explotación		38.484	39.139	39.804	40.481	41.169
BENEFICIO BRUTO		731.203	743.633	756.275	769.132	782.207
Amortización		413.880	413.880	413.880	413.880	413.880
Subvención		0				
B.A.I.T.		317.323	329.753	342.395	355.252	368.327
Interés préstamo		517.350	465.615	413.880	362.145	310.410
B.A.T.		-200.027	-135.862	-71.485	-6.893	57.917
Impuesto Sociedades		0	0	0	0	17.375
BENEFICIO NETO		-200.027	-135.862	-71.485	-6.893	40.542
Amortización		413.880	413.880	413.880	413.880	413.880
Desembolso inversión	2.069.400	827.760	827.760	827.760	827.760	827.760
Cash Flows	-2.069.400 €	-613.907 €	-549.742 €	-485.365 €	-420.773 €	-373.338 €
PENDIENTE AMORTIZAR	10.347.000	9.933.120	9.519.240	9.105.360	8.691.480	8.277.600
PENDIENTE PRÉSTAMO	8.277.600	7.449.840	6.622.080	5.794.320	4.966.560	4.138.800
PAYBACK	-2.069.400	-2.683.307	-3.233.049	-3.718.414	-4.139.188	-4.512.526
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
837.373	851.608	866.086	880.809	895.783	911.011	926.498	942.249	958.267	974.558
41.869	42.580	43.304	44.040	44.789	45.551	46.325	47.112	47.913	48.728
795.504	809.028	822.781	836.769	850.994	865.461	880.173	895.136	910.354	925.830
413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880
381.624	395.148	408.901	422.889	437.114	451.581	466.293	481.256	496.474	511.950
258.675	206.940	155.205	103.470	51.735	0	0	0	0	0
122.949	188.208	253.696	319.419	385.379	451.581	466.293	481.256	496.474	511.950
36.885	56.462	76.109	95.826	115.614	135.474	139.888	144.377	148.942	153.585
86.065	131.746	177.587	223.593	269.765	316.106	326.405	336.880	347.532	358.365
413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880
827.760	827.760	827.760	827.760	827.760	0	0	0	0	0
-327.815 €	-282.134 €	-236.293 €	-190.287 €	-144.115 €	729.986 €	740.285 €	750.760 €	761.412 €	772.245 €
7.863.720	7.449.840	7.035.960	6.622.080	6.208.200	5.794.320	5.380.440	4.966.560	4.552.680	4.138.800
3.311.040	2.483.280	1.655.520	827.760	0	0	0	0	0	0
-4.840.341	-5.122.476	-5.358.768	-5.549.055	-5.693.170	-4.963.184	-4.222.898	-3.472.139	-2.710.727	-1.938.482
6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
991.125	1.007.974	1.025.110	1.042.537	1.060.260	1.078.284	1.096.615	1.115.258	1.134.217	1.153.499
49.556	50.399	51.255	52.127	53.013	53.914	54.831	55.763	56.711	57.675
941.569	957.576	973.854	990.410	1.007.247	1.024.370	1.041.784	1.059.495	1.077.506	1.095.824
413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880
527.689	543.696	559.974	576.530	593.367	610.490	627.904	645.615	663.626	681.944
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
527.689	543.696	559.974	576.530	593.367	610.490	627.904	645.615	663.626	681.944
158.307	163.109	167.992	172.959	178.010	183.147	188.371	193.684	199.088	204.583
369.382	380.587	391.982	403.571	415.357	427.343	439.533	451.930	464.538	477.361
413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880	413.880
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
783.262 €	794.467 €	805.862 €	817.451 €	829.237 €	841.223 €	853.413 €	865.810 €	878.418 €	891.241 €
3.724.920	3.311.040	2.897.160	2.483.280	2.069.400	1.655.520	1.241.640	827.760	413.880	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-1.155.220	-360.753	445.109	1.262.560	2.091.797	2.933.020	3.786.433	4.652.243	5.530.661	6.421.902
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0	0	18	18	18	18	18	18	18	18

(CASO 2) A. ECONÓMICO EDAR LA CARTUJA (CCP)			CE=EGEN
Precio venta	0,269375 €/kWh	Inflación anual	1,7%
Energía Anual Generada	4.373.222 kWh	Interes préstamo	6,25%
Coste Total Inversión	9.000 €/kW	Interés mercado (VAN)	1,7%
Potencia Instalada	1.187 kW	Amortización Inmovilizado	4,0%
INVERSIÓN	10.683.000 €		25,0 años
Recursos Propios	2.136.600 €	Impuesto Sociedades	30%
Préstamo	8.546.400 €		
Años de financiación préstamo	10 años	VAN	9.991.347 €
Costes de explotación	5% del ahorro anual	TIR	11%
Subvención	0%	PAYBACK	13 años

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		1.178.037	1.198.063	1.218.430	1.239.144	1.260.209
Costes explotación		58.902	59.903	60.922	61.957	63.010
BENEFICIO BRUTO		1.119.135	1.138.160	1.157.509	1.177.187	1.197.199
Amortización		427.320	427.320	427.320	427.320	427.320
Subvención		0				
B.A.I.T.		691.815	710.840	730.189	749.867	769.879
Interés préstamo		534.150	480.735	427.320	373.905	320.490
B.A.T.		157.665	230.105	302.869	375.962	449.389
Impuesto Sociedades		47.299	69.032	90.861	112.788	134.817
BENEFICIO NETO		110.365	161.074	212.008	263.173	314.572
Amortización		427.320	427.320	427.320	427.320	427.320
Desembolso inversión	2.136.600	854.640	854.640	854.640	854.640	854.640
Cash Flows	-2.136.600 €	-316.955 €	-266.246 €	-215.312 €	-164.147 €	-112.748 €
PENDIENTE AMORTIZAR	10.683.000	10.255.680	9.828.360	9.401.040	8.973.720	8.546.400
PENDIENTE PRÉSTAMO	8.546.400	7.691.760	6.837.120	5.982.480	5.127.840	4.273.200
PAYBACK	-2.136.600	-2.453.555	-2.719.801	-2.935.113	-3.099.260	-3.212.008
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.281.633 64.082	1.303.420 65.171	1.325.579 66.279	1.348.113 67.406	1.371.031 68.552	1.394.339 69.717	1.418.043 70.902	1.442.149 72.107	1.466.666 73.333	1.491.599 74.580
1.217.551 427.320	1.238.249 427.320	1.259.300 427.320	1.280.708 427.320	1.302.480 427.320	1.324.622 427.320	1.347.141 427.320	1.370.042 427.320	1.393.333 427.320	1.417.019 427.320
790.231 267.075	810.929 213.660	831.980 160.245	853.388 106.830	875.160 53.415	897.302 0	919.821 0	942.722 0	966.013 0	989.699 0
523.156 156.947	597.269 179.181	671.735 201.520	746.558 223.967	821.745 246.523	897.302 269.191	919.821 275.946	942.722 282.817	966.013 289.804	989.699 296.910
366.209 427.320 854.640	418.089 427.320 854.640	470.214 427.320 854.640	522.590 427.320 854.640	575.221 427.320 854.640	628.111 427.320 0	643.874 427.320 0	659.905 427.320 0	676.209 427.320 0	692.789 427.320 0
-61.111 €	-9.231 €	42.894 €	95.270 €	147.901 €	1.055.431 €	1.071.194 €	1.087.225 €	1.103.529 €	1.120.109 €
8.119.080	7.691.760	7.264.440	6.837.120	6.409.800	5.982.480	5.555.160	5.127.840	4.700.520	4.273.200
3.418.560	2.563.920	1.709.280	854.640	0	0	0	0	0	0
-3.273.118	-3.282.350	-3.239.456	-3.144.185	-2.996.284	-1.940.852	-869.658	217.567	1.321.096	2.441.206
6 0	7 0	8 0	9 0	10 0	11 0	12 0	13 13	14 13	15 13

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.516.956 75.848	1.542.745 77.137	1.568.971 78.449	1.595.644 79.782	1.622.770 81.138	1.650.357 82.518	1.678.413 83.921	1.706.946 85.347	1.735.964 86.798	1.765.475 88.274
1.441.109 427.320	1.465.607 427.320	1.490.523 427.320	1.515.862 427.320	1.541.631 427.320	1.567.839 427.320	1.594.492 427.320	1.621.599 427.320	1.649.166 427.320	1.677.202 427.320
1.013.789 0	1.038.287 0	1.063.203 0	1.088.542 0	1.114.311 0	1.140.519 0	1.167.172 0	1.194.279 0	1.221.846 0	1.249.882 0
1.013.789 304.137	1.038.287 311.486	1.063.203 318.961	1.088.542 326.562	1.114.311 334.293	1.140.519 342.156	1.167.172 350.152	1.194.279 358.284	1.221.846 366.554	1.249.882 374.965
709.652 427.320 0	726.801 427.320 0	744.242 427.320 0	761.979 427.320 0	780.018 427.320 0	798.363 427.320 0	817.021 427.320 0	835.995 427.320 0	855.292 427.320 0	874.917 427.320 0
1.136.972 €	1.154.121 €	1.171.562 €	1.189.299 €	1.207.338 €	1.225.683 €	1.244.341 €	1.263.315 €	1.282.612 €	1.302.237 €
3.845.880	3.418.560	2.991.240	2.563.920	2.136.600	1.709.280	1.281.960	854.640	427.320	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.578.178	4.732.299	5.903.861	7.093.160	8.300.498	9.526.181	10.770.522	12.033.837	13.316.449	14.618.686
16 13	17 13	18 13	19 13	20 13	21 13	22 13	23 13	24 13	25 13

(CASO 3) A. ECONÓMICO EDAR LA CARTUJA (FV)				S.Planta=S.Inst.	
Precio venta	0,24 €/kWh		Inflación anual	1,7%	
Energía Anual Generada	2.723.714 kWh		Interes préstamo	6,25%	
Coste Total Inversión	3.000 €/kW		Interés mercado (VAN)	1,7%	
Potencia Instalada	2.148 kW		Amortización Inmovilizado	4%	
INVERSIÓN	6.444.000 €	100%		25,0 años	
Recursos Propios	1.288.800 €	20%	Impuesto Sociedades	30%	
Préstamo	5.155.200 €	80%			
Años de financiación préstamo	10 años		VAN	5.096.612 €	
Costes de explotación	5%	del ahorro anual	TIR	10%	
Subvención	0%		PAYBACK	14 años	

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		653.691	664.804	676.106	687.600	699.289
Costes explotación		32.685	33.240	33.805	34.380	34.964
BENEFICIO BRUTO		621.007	631.564	642.300	653.220	664.324
Amortización		257.760	257.760	257.760	257.760	257.760
Subvención		0				
B.A.I.T.		363.247	373.804	384.540	395.460	406.564
Interés préstamo		322.200	289.980	257.760	225.540	193.320
B.A.T.		41.047	83.824	126.780	169.920	213.244
Impuesto Sociedades		12.314	25.147	38.034	50.976	63.973
BENEFICIO NETO		28.733	58.677	88.746	118.944	149.271
Amortización		257.760	257.760	257.760	257.760	257.760
Desembolso inversión	1.288.800	515.520	515.520	515.520	515.520	515.520
Cash Flows	-1.288.800 €	-229.027 €	-199.083 €	-169.014 €	-138.816 €	-108.489 €
PENDIENTE AMORTIZAR	6.444.000	6.186.240	5.928.480	5.670.720	5.412.960	5.155.200
PENDIENTE PRÉSTAMO	5.155.200	4.639.680	4.124.160	3.608.640	3.093.120	2.577.600
PAYBACK	-1.288.800	-1.517.827	-1.716.911	-1.885.924	-2.024.740	-2.133.229
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
711.177 35.559	723.267 36.163	735.562 36.778	748.067 37.403	760.784 38.039	773.717 38.686	786.870 39.344	800.247 40.012	813.851 40.693	827.687 41.384
675.618 257.760	687.103 257.760	698.784 257.760	710.663 257.760	722.745 257.760	735.031 257.760	747.527 257.760	760.235 257.760	773.159 257.760	786.303 257.760
417.858 161.100	429.343 128.880	441.024 96.660	452.903 64.440	464.985 32.220	477.271 0	489.767 0	502.475 0	515.399 0	528.543 0
256.758 77.027	300.463 90.139	344.364 103.309	388.463 116.539	432.765 129.829	477.271 143.181	489.767 146.930	502.475 150.742	515.399 154.620	528.543 158.563
179.730 257.760 515.520	210.324 257.760 515.520	241.055 257.760 515.520	271.924 257.760 515.520	302.935 257.760 515.520	334.090 257.760 0	342.837 257.760 0	351.732 257.760 0	360.779 257.760 0	369.980 257.760 0
-78.030 €	-47.436 €	-16.705 €	14.164 €	45.175 €	591.850 €	600.597 €	609.492 €	618.539 €	627.740 €
4.897.440	4.639.680	4.381.920	4.124.160	3.866.400	3.608.640	3.350.880	3.093.120	2.835.360	2.577.600
2.062.080	1.546.560	1.031.040	515.520	0	0	0	0	0	0
-2.211.259	-2.258.695	-2.275.400	-2.261.235	-2.216.060	-1.624.210	-1.023.613	-414.121	204.418	832.158
6 0	7 0	8 0	9 0	10 0	11 0	12 0	13 0	14 14	15 14

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
841.758 42.088	856.067 42.803	870.621 43.531	885.421 44.271	900.473 45.024	915.781 45.789	931.350 46.567	947.183 47.359	963.285 48.164	979.661 48.983
799.670 257.760	813.264 257.760	827.090 257.760	841.150 257.760	855.450 257.760	869.992 257.760	884.782 257.760	899.823 257.760	915.120 257.760	930.678 257.760
541.910 0	555.504 0	569.330 0	583.390 0	597.690 0	612.232 0	627.022 0	642.063 0	657.360 0	672.918 0
541.910 162.573	555.504 166.651	569.330 170.799	583.390 175.017	597.690 179.307	612.232 183.670	627.022 188.107	642.063 192.619	657.360 197.208	672.918 201.875
379.337 257.760 0	388.853 257.760 0	398.531 257.760 0	408.373 257.760 0	418.383 257.760 0	428.563 257.760 0	438.916 257.760 0	449.444 257.760 0	460.152 257.760 0	471.042 257.760 0
637.097 €	646.613 €	656.291 €	666.133 €	676.143 €	686.323 €	696.676 €	707.204 €	717.912 €	728.802 €
2.319.840	2.062.080	1.804.320	1.546.560	1.288.800	1.031.040	773.280	515.520	257.760	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.469.255	2.115.868	2.772.159	3.438.292	4.114.434	4.800.757	5.497.433	6.204.637	6.922.549	7.651.352
16 14	17 14	18 14	19 14	20 14	21 14	22 14	23 14	24 14	25 14

(CASO 4) A. ECONÓMICO EDAR LA CARTUJA (FV)			CE=EGEN	
Precio venta Tipo II	0,176 €/kWh		(Sup. Planta E.Gen Tipo II)	
Energía Anual Generada II	1.649.508 kWh		(Resto E.Gen Tipo I)	
Precio venta Tipo I	0,24 €/kWh		Inflación anual	1,7%
Energía Anual Generada II	2.723.714 kWh		Interes préstamo	6,25%
Coste Total Inversión	3.000 €/kW		Interés mercado (VAN)	1,7%
Potencia Instalada	3.449 kW		Amortización Inmovilizado	4%
INVERSIÓN	10.347.000 €	100%		25,0 años
Recursos Propios	2.069.400 €	20%	Impuesto Sociedades	30%
Préstamo	8.277.600 €	80%		
Años de financiación préstamo	10 años		VAN	6.446.886 €
Costes de explotación	5% del ahorro anual		TIR	8%
Subvención	0%		PAYBACK	15 años

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		944.005	960.053	976.374	992.972	1.009.853
Costes explotación		47.200	48.003	48.819	49.649	50.493
BENEFICIO BRUTO		896.805	912.050	927.555	943.323	959.360
Amortización		413.880	413.880	413.880	413.880	413.880
Subvención		0				
B.A.I.T.		482.925	498.170	513.675	529.443	545.480
Interés préstamo		517.350	465.615	413.880	362.145	310.410
B.A.T.		-34.425	32.555	99.795	167.298	235.070
Impuesto Sociedades		0	9.767	29.939	50.190	70.521
BENEFICIO NETO		-34.425	22.789	69.857	117.109	164.549
Amortización		413.880	413.880	413.880	413.880	413.880
Desembolso inversión	2.069.400	827.760	827.760	827.760	827.760	827.760
Cash Flows	-2.069.400 €	-448.305 €	-391.091 €	-344.023 €	-296.771 €	-249.331 €
PENDIENTE AMORTIZAR	10.347.000	9.933.120	9.519.240	9.105.360	8.691.480	8.277.600
PENDIENTE PRÉSTAMO	8.277.600	7.449.840	6.622.080	5.794.320	4.966.560	4.138.800
PAYBACK	-2.069.400	-2.517.705	-2.908.797	-3.252.820	-3.549.591	-3.798.922
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.027.020 51.351	1.044.479 52.224	1.062.236 53.112	1.080.294 54.015	1.098.659 54.933	1.117.336 55.867	1.136.331 56.817	1.155.648 57.782	1.175.294 58.765	1.195.274 59.764
975.669 413.880	992.255 413.880	1.009.124 413.880	1.026.279 413.880	1.043.726 413.880	1.061.469 413.880	1.079.514 413.880	1.097.866 413.880	1.116.529 413.880	1.135.510 413.880
561.789 258.675	578.375 206.940	595.244 155.205	612.399 103.470	629.846 51.735	647.589 0	665.634 0	683.986 0	702.649 0	721.630 0
303.114 90.934	371.435 111.431	440.039 132.012	508.929 152.679	578.111 173.433	647.589 194.277	665.634 199.690	683.986 205.196	702.649 210.795	721.630 216.489
212.180 413.880	260.005 413.880	308.027 413.880	356.250 413.880	404.677 413.880	453.312 413.880	465.944 413.880	478.790 413.880	491.855 413.880	505.141 413.880
827.760	827.760	827.760	827.760	827.760	0	0	0	0	0
-201.700 €	-153.875 €	-105.853 €	-57.630 €	-9.203 €	867.192 €	879.824 €	892.670 €	905.735 €	919.021 €
7.863.720	7.449.840	7.035.960	6.622.080	6.208.200	5.794.320	5.380.440	4.966.560	4.552.680	4.138.800
3.311.040	2.483.280	1.655.520	827.760	0	0	0	0	0	0
-4.000.622	-4.154.498	-4.260.350	-4.317.980	-4.327.183	-3.459.990	-2.580.167	-1.687.497	-781.762	137.259
6 0	7 0	8 0	9 0	10 0	11 0	12 0	13 0	14 0	15 15

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.215.594 60.780	1.236.259 61.813	1.257.275 62.864	1.278.649 63.932	1.300.386 65.019	1.322.493 66.125	1.344.975 67.249	1.367.840 68.392	1.391.093 69.555	1.414.741 70.737
1.154.814 413.880	1.174.446 413.880	1.194.412 413.880	1.214.717 413.880	1.235.367 413.880	1.256.368 413.880	1.277.726 413.880	1.299.448 413.880	1.321.538 413.880	1.344.004 413.880
740.934 0	760.566 0	780.532 0	800.837 0	821.487 0	842.488 0	863.846 0	885.568 0	907.658 0	930.124 0
740.934 222.280	760.566 228.170	780.532 234.159	800.837 240.251	821.487 246.446	842.488 252.746	863.846 259.154	885.568 265.670	907.658 272.297	930.124 279.037
518.654 413.880	532.396 413.880	546.372 413.880	560.586 413.880	575.041 413.880	589.742 413.880	604.692 413.880	619.897 413.880	635.361 413.880	651.087 413.880
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
932.534 €	946.276 €	960.252 €	974.466 €	988.921 €	1.003.622 €	1.018.572 €	1.033.777 €	1.049.241 €	1.064.967 €
3.724.920	3.311.040	2.897.160	2.483.280	2.069.400	1.655.520	1.241.640	827.760	413.880	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.069.793	2.016.069	2.976.321	3.950.787	4.939.708	5.943.329	6.961.902	7.995.679	9.044.920	10.109.887
16 15	17 15	18 15	19 15	20 15	21 15	22 15	23 15	24 15	25 15

5.2.3 ANÁLISIS ECONÓMICOS LA ALMOZARA

(CASO 1) A. ECONÓMICO EDAR LA ALMOZARA (FV)			CE=EGEN
Precio venta	0,176 €/kWh	Inflación anual	1,7%
Energía Anual Generada	2.630.627 kWh	Interes préstamo	6,25%
Coste Total Inversión	3.000 €/kW	Interés mercado (VAN)	1,7%
Potencia Instalada	2.075 kW	Amortización Inmovilizado	4%
INVERSIÓN	6.225.000 € 100%		25,0 años
Recursos Propios	1.245.000 € 20%	Impuesto Sociedades	30%
Préstamo	4.980.000 € 80%		
Años de financiación préstamo	10 años	VAN	2.096.442 €
Costes de explotación	5% del ahorro anual	TIR	5%
Subvención	0%	PAYBACK	18 años

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		462.990	470.861	478.866	487.007	495.286
Costes explotación		23.150	23.543	23.943	24.350	24.764
BENEFICIO BRUTO		439.841	447.318	454.923	462.656	470.521
Amortización		249.000	249.000	249.000	249.000	249.000
Subvención		0				
B.A.I.T.		190.841	198.318	205.923	213.656	221.521
Interés préstamo		311.250	280.125	249.000	217.875	186.750
B.A.T.		-120.409	-81.807	-43.077	-4.219	34.771
Impuesto Sociedades		0	0	0	0	10.431
BENEFICIO NETO		-120.409	-81.807	-43.077	-4.219	24.340
Amortización		249.000	249.000	249.000	249.000	249.000
Desembolso inversión	1.245.000	498.000	498.000	498.000	498.000	498.000
Cash Flows	-1.245.000 €	-369.409 €	-330.807 €	-292.077 €	-253.219 €	-224.660 €
PENDIENTE AMORTIZAR	6.225.000	5.976.000	5.727.000	5.478.000	5.229.000	4.980.000
PENDIENTE PRÉSTAMO	4.980.000	4.482.000	3.984.000	3.486.000	2.988.000	2.490.000
PAYBACK	-1.245.000	-1.614.409	-1.945.216	-2.237.294	-2.490.512	-2.715.172
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
503.706	512.269	520.977	529.834	538.841	548.001	557.317	566.792	576.427	586.226
25.185	25.613	26.049	26.492	26.942	27.400	27.866	28.340	28.821	29.311
478.520	486.655	494.928	503.342	511.899	520.601	529.451	538.452	547.606	556.915
249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000
229.520	237.655	245.928	254.342	262.899	271.601	280.451	289.452	298.606	307.915
155.625	124.500	93.375	62.250	31.125	0	0	0	0	0
73.895	113.155	152.553	192.092	231.774	271.601	280.451	289.452	298.606	307.915
22.169	33.947	45.766	57.628	69.532	81.480	84.135	86.836	89.582	92.374
51.727	79.209	106.787	134.464	162.242	190.121	196.316	202.616	209.024	215.540
249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000
498.000	498.000	498.000	498.000	498.000	0	0	0	0	0
-197.273 €	-169.791 €	-142.213 €	-114.536 €	-86.758 €	439.121 €	445.316 €	451.616 €	458.024 €	464.540 €
4.731.000	4.482.000	4.233.000	3.984.000	3.735.000	3.486.000	3.237.000	2.988.000	2.739.000	2.490.000
1.992.000	1.494.000	996.000	498.000	0	0	0	0	0	0
-2.912.446	-3.082.237	-3.224.450	-3.338.985	-3.425.744	-2.986.623	-2.541.307	-2.089.691	-1.631.667	-1.167.126
6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
596.192	606.327	616.635	627.118	637.779	648.621	659.648	670.862	682.266	693.865
29.810	30.316	30.832	31.356	31.889	32.431	32.982	33.543	34.113	34.693
566.383	576.011	585.803	595.762	605.890	616.190	626.665	637.318	648.153	659.171
249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000
317.383	327.011	336.803	346.762	356.890	367.190	377.665	388.318	399.153	410.171
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
317.383	327.011	336.803	346.762	356.890	367.190	377.665	388.318	399.153	410.171
95.215	98.103	101.041	104.029	107.067	110.157	113.300	116.496	119.746	123.051
222.168	228.908	235.762	242.733	249.823	257.033	264.366	271.823	279.407	287.120
249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000	249.000
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
471.168 €	477.908 €	484.762 €	491.733 €	498.823 €	506.033 €	513.366 €	520.823 €	528.407 €	536.120 €
2.241.000	1.992.000	1.743.000	1.494.000	1.245.000	996.000	747.000	498.000	249.000	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-695.958	-218.051	266.711	758.445	1.257.268	1.763.301	2.276.666	2.797.489	3.325.896	3.862.016
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0	0	18	18	18	18	18	18	18	18

(CASO 2) A. ECONÓMICO EDAR LA ALMOZARA (CCP)				CE=EGEN	
Precio venta	0,269375 €/kWh		Inflación anual	1,7%	
Energía Anual Generada	2.630.627 kWh		Interés préstamo	6,25%	
Coste Total Inversión	9.000 €/kW		Interés mercado (VAN)	1,7%	
Potencia Instalada	714,3 kW		Amortización Inmovilizado	4%	
INVERSIÓN	6.428.700 €	100%		25,0 años	
Recursos Propios	1.285.740 €	20%	Impuesto Sociedades	30%	
Préstamo	5.142.960 €	80%			
Años de financiación préstamo	10 años		VAN	6.007.891 €	
Costes de explotación	5%	del ahorro anual	TIR	11%	
Subvención	0%		PAYBACK	13 años	

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		708.625	720.672	732.923	745.383	758.054
Costes explotación		35.431	36.034	36.646	37.269	37.903
BENEFICIO BRUTO		673.194	684.638	696.277	708.114	720.152
Amortización		257.148	257.148	257.148	257.148	257.148
Subvención		0				
B.A.I.T.		416.046	427.490	439.129	450.966	463.004
Interés préstamo		321.435	289.292	257.148	225.005	192.861
B.A.T.		94.611	138.199	181.981	225.961	270.143
Impuesto Sociedades		28.383	41.460	54.594	67.788	81.043
BENEFICIO NETO		66.228	96.739	127.387	158.173	189.100
Amortización		257.148	257.148	257.148	257.148	257.148
Desembolso inversión	1.285.740	514.296	514.296	514.296	514.296	514.296
Cash Flows	-1.285.740 €	-190.920 €	-160.409 €	-129.761 €	-98.975 €	-68.048 €
PENDIENTE AMORTIZAR	6.428.700	6.171.552	5.914.404	5.657.256	5.400.108	5.142.960
PENDIENTE PRÉSTAMO	5.142.960	4.628.664	4.114.368	3.600.072	3.085.776	2.571.480
PAYBACK	-1.285.740	-1.476.660	-1.637.069	-1.766.831	-1.865.806	-1.933.854
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
770.941 38.547	784.047 39.202	797.376 39.869	810.932 40.547	824.717 41.236	838.738 41.937	852.996 42.650	867.497 43.375	882.244 44.112	897.243 44.862
732.394 257.148	744.845 257.148	757.507 257.148	770.385 257.148	783.481 257.148	796.801 257.148	810.346 257.148	824.122 257.148	838.132 257.148	852.381 257.148
475.246 160.718	487.697 128.574	500.359 96.431	513.237 64.287	526.333 32.144	539.653 0	553.198 0	566.974 0	580.984 0	595.233 0
314.529 94.359	359.123 107.737	403.929 121.179	448.950 134.685	494.190 148.257	539.653 161.896	553.198 165.959	566.974 170.092	580.984 174.295	595.233 178.570
220.170 257.148 514.296	251.386 257.148 514.296	282.750 257.148 514.296	314.265 257.148 514.296	345.933 257.148 514.296	377.757 257.148 0	387.239 257.148 0	396.882 257.148 0	406.689 257.148 0	416.663 257.148 0
-36.978 €	-5.762 €	25.602 €	57.117 €	88.785 €	634.905 €	644.387 €	654.030 €	663.837 €	673.811 €
4.885.812	4.628.664	4.371.516	4.114.368	3.857.220	3.600.072	3.342.924	3.085.776	2.828.628	2.571.480
2.057.184	1.542.888	1.028.592	514.296	0	0	0	0	0	0
-1.970.832	-1.976.594	-1.950.991	-1.893.874	-1.805.089	-1.170.185	-525.798	128.232	792.069	1.465.880
6 0	7 0	8 0	9 0	10 0	11 0	12 0	13 13	14 13	15 13

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
912.496 45.625	928.008 46.400	943.784 47.189	959.829 47.991	976.146 48.807	992.740 49.637	1.009.617 50.481	1.026.780 51.339	1.044.236 52.212	1.061.988 53.099
866.871 257.148	881.608 257.148	896.595 257.148	911.837 257.148	927.338 257.148	943.103 257.148	959.136 257.148	975.441 257.148	992.024 257.148	1.008.888 257.148
609.723 0	624.460 0	639.447 0	654.689 0	670.190 0	685.955 0	701.988 0	718.293 0	734.876 0	751.740 0
609.723 182.917	624.460 187.338	639.447 191.834	654.689 196.407	670.190 201.057	685.955 205.787	701.988 210.596	718.293 215.488	734.876 220.463	751.740 225.522
426.806 257.148 0	437.122 257.148 0	447.613 257.148 0	458.282 257.148 0	469.133 257.148 0	480.169 257.148 0	491.392 257.148 0	502.805 257.148 0	514.413 257.148 0	526.218 257.148 0
683.954 €	694.270 €	704.761 €	715.430 €	726.281 €	737.317 €	748.540 €	759.953 €	771.561 €	783.366 €
2.314.332	2.057.184	1.800.036	1.542.888	1.285.740	1.028.592	771.444	514.296	257.148	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.149.834	2.844.104	3.548.865	4.264.295	4.990.577	5.727.893	6.476.433	7.236.386	8.007.947	8.791.313
16 13	17 13	18 13	19 13	20 13	21 13	22 13	23 13	24 13	25 13

(CASO 3) A. ECONÓMICO EDAR LA ALMOZARA (FV)			S.Planta=S.Inst.	
Precio venta	0,24 €/kWh		Inflación anual	1,7%
Energía Anual Generada	924.264 kWh		Interes préstamo	6,25%
Coste Total Inversión	3.000 €/kW		Interés mercado (VAN)	1,7%
Potencia Instalada	729,3 kW		Amortización Inmovilizado	4%
INVERSIÓN	2.187.900 €	100%		25,0 años
Recursos Propios	437.580 €	20%	Impuesto Sociedades	30%
Préstamo	1.750.320 €	80%		
Años de financiación préstamo	10 años		VAN	1.728.445 €
Costes de explotación	5%	del ahorro anual	TIR	10%
Subvención	0%		PAYBACK	14 años

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		221.823	225.594	229.429	233.330	237.296
Costes explotación		11.091	11.280	11.471	11.666	11.865
BENEFICIO BRUTO		210.732	214.315	217.958	221.663	225.432
Amortización		87.516	87.516	87.516	87.516	87.516
Subvención		0				
B.A.I.T.		123.216	126.799	130.442	134.147	137.916
Interés préstamo		109.395	98.456	87.516	76.577	65.637
B.A.T.		13.821	28.343	42.926	57.571	72.279
Impuesto Sociedades		4.146	8.503	12.878	17.271	21.684
BENEFICIO NETO		9.675	19.840	30.048	40.300	50.595
Amortización		87.516	87.516	87.516	87.516	87.516
Desembolso inversión	437.580	175.032	175.032	175.032	175.032	175.032
Cash Flows	-437.580 €	-77.841 €	-67.676 €	-57.468 €	-47.216 €	-36.921 €
PENDIENTE AMORTIZAR	2.187.900	2.100.384	2.012.868	1.925.352	1.837.836	1.750.320
PENDIENTE PRÉSTAMO	1.750.320	1.575.288	1.400.256	1.225.224	1.050.192	875.160
PAYBACK	-437.580	-515.421	-583.097	-640.565	-687.781	-724.702
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
241.330 12.067	245.433 12.272	249.605 12.480	253.849 12.692	258.164 12.908	262.553 13.128	267.016 13.351	271.556 13.578	276.172 13.809	280.867 14.043
229.264 87.516	233.161 87.516	237.125 87.516	241.156 87.516	245.256 87.516	249.425 87.516	253.665 87.516	257.978 87.516	262.363 87.516	266.824 87.516
141.748 54.698	145.645 43.758	149.609 32.819	153.640 21.879	157.740 10.940	161.909 0	166.149 0	170.462 0	174.847 0	179.308 0
87.050 26.115	101.887 30.566	116.791 35.037	131.761 39.528	146.800 44.040	161.909 48.573	166.149 49.845	170.462 51.139	174.847 52.454	179.308 53.792
60.935 87.516 175.032	71.321 87.516 175.032	81.753 87.516 175.032	92.233 87.516 175.032	102.760 87.516 175.032	113.336 87.516 0	116.305 87.516 0	119.323 87.516 0	122.393 87.516 0	125.515 87.516 0
-26.581 €	-16.195 €	-5.763 €	4.717 €	15.244 €	200.852 €	203.821 €	206.839 €	209.909 €	213.031 €
1.662.804	1.575.288	1.487.772	1.400.256	1.312.740	1.225.224	1.137.708	1.050.192	962.676	875.160
700.128	525.096	350.064	175.032	0	0	0	0	0	0
-751.283	-767.478	-773.240	-768.524	-753.279	-552.427	-348.606	-141.767	68.142	281.174
6 0	7 0	8 0	9 0	10 0	11 0	12 0	13 0	14 14	15 14

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
285.642 14.282	290.498 14.525	295.436 14.772	300.458 15.023	305.566 15.278	310.761 15.538	316.044 15.802	321.417 16.071	326.881 16.344	332.438 16.622
271.360 87.516	275.973 87.516	280.664 87.516	285.436 87.516	290.288 87.516	295.223 87.516	300.242 87.516	305.346 87.516	310.537 87.516	315.816 87.516
183.844 0	188.457 0	193.148 0	197.920 0	202.772 0	207.707 0	212.726 0	217.830 0	223.021 0	228.300 0
183.844 55.153	188.457 56.537	193.148 57.944	197.920 59.376	202.772 60.832	207.707 62.312	212.726 63.818	217.830 65.349	223.021 66.906	228.300 68.490
128.691 87.516 0	131.920 87.516 0	135.204 87.516 0	138.544 87.516 0	141.940 87.516 0	145.395 87.516 0	148.908 87.516 0	152.481 87.516 0	156.114 87.516 0	159.810 87.516 0
216.207 €	219.436 €	222.720 €	226.060 €	229.456 €	232.911 €	236.424 €	239.997 €	243.630 €	247.326 €
787.644	700.128	612.612	525.096	437.580	350.064	262.548	175.032	87.516	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
497.380	716.816	939.536	1.165.595	1.395.052	1.627.962	1.864.386	2.104.383	2.348.014	2.595.339
16 14	17 14	18 14	19 14	20 14	21 14	22 14	23 14	24 14	25 14

(CASO 4) A. ECONÓMICO EDAR LA ALMOZARA (FV)			CE=EGEN	
Precio venta Tipo II	0,176 €/kWh		(Sup. Planta E.Gen Tipo II)	
Energía Anual Generada II	1.706.363 kWh		(Resto E.Gen Tipo I)	
Precio venta Tipo I	0,24 €/kWh		Inflación anual	1,7%
Energía Anual Generada I	924.264 kWh		Interés préstamo	6,25%
Coste Total Inversión	3.000 €/kW		Interés mercado (VAN)	1,7%
Potencia Instalada	2.075 kW		Amortización Inmovilizado	4%
INVERSIÓN	6.225.000 €	100%		25,0 años
Recursos Propios	1.245.000 €	20%	Impuesto Sociedades	30%
Préstamo	4.980.000 €	80%		
Años de financiación préstamo	10 años		VAN	3.110.043 €
Costes de explotación	5%	del ahorro anual	TIR	7%
Subvención	0%		PAYBACK	16 años

AÑO	0	1	2	3	4	5
Ingresos		522.143	531.020	540.047	549.228	558.565
Costes explotación		26.107	26.551	27.002	27.461	27.928
BENEFICIO BRUTO		496.036	504.469	513.045	521.766	530.636
Amortización		249.000	249.000	249.000	249.000	249.000
Subvención		0				
B.A.I.T.		247.036	255.469	264.045	272.766	281.636
Interés préstamo		311.250	280.125	249.000	217.875	186.750
B.A.T.		-64.214	-24.656	15.045	54.891	94.886
Impuesto Sociedades		0	0	4.513	16.467	28.466
BENEFICIO NETO		-64.214	-24.656	10.531	38.424	66.421
Amortización		249.000	249.000	249.000	249.000	249.000
Desembolso inversión	1.245.000	498.000	498.000	498.000	498.000	498.000
Cash Flows	-1.245.000 €	-313.214 €	-273.656 €	-238.469 €	-210.576 €	-182.579 €
PENDIENTE AMORTIZAR	6.225.000	5.976.000	5.727.000	5.478.000	5.229.000	4.980.000
PENDIENTE PRÉSTAMO	4.980.000	4.482.000	3.984.000	3.486.000	2.988.000	2.490.000
PAYBACK	-1.245.000	-1.558.214	-1.831.870	-2.070.339	-2.280.915	-2.463.494
		1	2	3	4	5
AÑO RETORNO		0	0	0	0	0

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
568.060 28.403	577.717 28.886	587.539 29.377	597.527 29.876	607.685 30.384	618.015 30.901	628.522 31.426	639.206 31.960	650.073 32.504	661.124 33.056
539.657 249.000	548.831 249.000	558.162 249.000	567.650 249.000	577.300 249.000	587.114 249.000	597.095 249.000	607.246 249.000	617.569 249.000	628.068 249.000
290.657 155.625	299.831 124.500	309.162 93.375	318.650 62.250	328.300 31.125	338.114 0	348.095 0	358.246 0	368.569 0	379.068 0
135.032 40.510	175.331 52.599	215.787 64.736	256.400 76.920	297.175 89.153	338.114 101.434	348.095 104.429	358.246 107.474	368.569 110.571	379.068 113.720
94.523 249.000 498.000	122.732 249.000 498.000	151.051 249.000 498.000	179.480 249.000 498.000	208.023 249.000 498.000	236.680 249.000 0	243.667 249.000 0	250.772 249.000 0	257.998 249.000 0	265.348 249.000 0
-154.477 €	-126.268 €	-97.949 €	-69.520 €	-40.977 €	485.680 €	492.667 €	499.772 €	506.998 €	514.348 €
4.731.000	4.482.000	4.233.000	3.984.000	3.735.000	3.486.000	3.237.000	2.988.000	2.739.000	2.490.000
1.992.000	1.494.000	996.000	498.000	0	0	0	0	0	0
-2.617.972	-2.744.240	-2.842.189	-2.911.709	-2.952.686	-2.467.006	-1.974.339	-1.474.567	-967.569	-453.221
6 0	7 0	8 0	9 0	10 0	11 0	12 0	13 0	14 0	15 0

16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
672.363 33.618	683.793 34.190	695.418 34.771	707.240 35.362	719.263 35.963	731.491 36.575	743.926 37.196	756.573 37.829	769.434 38.472	782.515 39.126
638.745 249.000	649.604 249.000	660.647 249.000	671.878 249.000	683.300 249.000	694.916 249.000	706.730 249.000	718.744 249.000	730.963 249.000	743.389 249.000
389.745 0	400.604 0	411.647 0	422.878 0	434.300 0	445.916 0	457.730 0	469.744 0	481.963 0	494.389 0
389.745 116.924	400.604 120.181	411.647 123.494	422.878 126.863	434.300 130.290	445.916 133.775	457.730 137.319	469.744 140.923	481.963 144.589	494.389 148.317
272.822 249.000 0	280.423 249.000 0	288.153 249.000 0	296.015 249.000 0	304.010 249.000 0	312.141 249.000 0	320.411 249.000 0	328.821 249.000 0	337.374 249.000 0	346.072 249.000 0
521.822 €	529.423 €	537.153 €	545.015 €	553.010 €	561.141 €	569.411 €	577.821 €	586.374 €	595.072 €
2.241.000	1.992.000	1.743.000	1.494.000	1.245.000	996.000	747.000	498.000	249.000	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
68.601	598.023	1.135.176	1.680.191	2.233.201	2.794.342	3.363.753	3.941.573	4.527.947	5.123.020
16 16	17 16	18 16	19 16	20 16	21 16	22 16	23 16	24 16	25 16

6. LISTA DE FIGURAS

[Figura 1] Imagen del ciclo integral del agua urbano. (Pág. 5).

[Figura 2] Esquema partes del ciclo integral del agua. (Pág. 5).

[Figura 3] Esquema de desalación por Ol. (Pág. 10).

[Figura 4] Esquema de una planta de desalación de MSF. (Pág. 11).

[Figura 5] Esquema de una planta de desalación de MED. (Pág. 12).

[Figura 6] Esquema de una planta de desalación de MSF. (Pág. 13).

[Figura 7] Tabla de consumos energéticos del C.I.A para potabilización. (Pág. 25).

[Figura 8] Tabla de consumos energéticos del C.I.A. para depuración. (Pág. 26).

[Figura 9] Tabla de consumos energéticos del C.I.A. para desalación. (Pág. 26).

[Figura 10] Tabla de consumos energéticos del C.I.A. para procesos de transporte de aguas. (Pág. 27).

[Figura 11] Esquema de proceso de potabilización ETAP Casablanca en Zaragoza. (Pág. 33).

[Figura 12] Vista en planta de la potabilizadora de Casablanca en Zaragoza. (Pág. 35).

[Figura 13] Tabla de datos reales extraídos de la potabilizadora de Casablanca. (Pág. 36).

[Figura 14] Esquema de proceso de depuración de la EDAR La Cartuja en Zaragoza. (Pág. 37).

[Figura 15] Imagen aérea de la EDAR de La Cartuja. (Pág. 40).

[Figura 16] Tabla de datos reales extraídos de la depuradora de La Cartuja. (Pág. 41).

[Figura 17] Esquema de proceso de depuración EDAR La Almozara en Zaragoza. (Pág. 43).

[Figura 18] Imagen aérea de la EDAR La Almozara en Zaragoza. (Pág. 45).

[Figura 19] Tabla de datos estimados de la depuradora de La Almozara. (Pág. 46).

[Figura 20] Clasificación de las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar. (Pág. 52).

[Figura 21] Esquema de instalación E. S. Fotovoltaica aislada de la red eléctrica. (Pág. 52).

[Figura 22] Un faro con instalación E.S. Fotovoltaica aislada de la red eléctrica. (Pág. 52).

[Figura 23] Esquema de instalación E. S. Fotovoltaica conectada a red. (Pág. 55).

[Figura 24] Imagen instalación E.S. Fotovoltaica conectada a red. (Pág. 56).

[Figura 25] Esquema de instalación energía solar híbrida (Energía Solar y Eólica). (Pág. 56).

[Figura 26] Imagen alumbrado público con instalación híbrida (Energía Solar y Eólica). (Pág. 57).

[Figura 27] Esquema de una instalación E.S.T. baja temperatura. (Pág. 58).

[Figura 28] Imagen Instalación E.S.T. baja temperatura de Colectores no Vidriados. (Pág. 59).

[Figura 29] Imagen Instalación E.S.T. baja temperatura de Colectores de Placa Plana. (Pág. 60).

[Figura 30] Imagen Instalación E.S.T. baja temperatura de Colectores de Tubos de Vacío. (Pág. 61).

[Figura 31] Esquema instalación E.S.T. media temperatura de Colectores Cilindro-parabólicos. (Pág. 62).

[Figura 32] Imagen instalación E.S.T. media temperatura de Colectores Cilindro-parabólicos. (Pág. 63).

[Figura 33] Esquema instalación E.S.T. media temperatura de Colectores Lineales Fresnel. (Pág. 63).

[Figura 34] Imagen instalación E.S.T. media temperatura de Colectores Lineales Fresnel. (Pág. 64).

[Figura 35] Esquema E.S.T. alta temperatura de Discos Parabólicos con motor Stirling. (Pág. 65).

[Figura 36] Imagen E.S.T. alta temperatura de Discos Parabólicos con motor Stirling. (Pág. 65).

[Figura 37] Esquema instalación E.S.T. alta temperatura de Receptor Central (Torre Solar). (Pág. 66).

[Figura 38] Imagen instalación E.S.T. alta temperatura de Receptor Central (Torre Solar). (Pág. 67).

[Figura 39] Energía (generada por cada tecnología y consumo de la planta) cada mes. (Pág. 70).

[Figura 40] Energía (generada por cada tecnología y consumo de la planta) cada mes. (Pág. 71).

[Figura 41] Tabla comparativa tecnologías E.S.T. Media y Alta Temperatura. (Pág. 73).

[Figura 42] Datos de irradiación mensual en Zaragoza según base de datos de PVGIS clásico. (Pág. 76).

[Figura 43] Esquema conceptual de la distancia entre módulos fotovoltaicos. (Pág. 78).

[Figura 44] Cuadro resumen resultados FV para Casablanca. (Pág. 82).

[Figura 45] Gráfico que muestra el consumo eléctrico respecto energía producida durante el año para una superficie de 104.000 m². (Pág.83).

[Figura 46] Gráfica que muestra el consumo eléctrico respecto energía producida durante el año para una superficie de 50.000 m². (Pág.84).

[Figura 47] Gráfica que muestra el consumo eléctrico de energía de la planta en el caso de que fuera el mismo que la energía que genera el sistema. (Pág.85).

[Figura 48] Tabla paramétrica de resultados para Casablanca. (Pág. 86).

[Figura 49] Cuadro resumen resultados FV para La Cartuja. (Pág. 87).

[Figura 50] Gráfico que muestra el consumo de la planta respecto a la energía generada mes a mes durante el año. (Pág.87).

[Figura 51] Tabla paramétrica de resultados para La Cartuja. (Pág. 88).

[Figura 52] Gráfico que muestra el caso de que el consumo de la planta anual respecto a la energía generada al año fuese el mismo. (Pág.89).

[Figura 53] Cuadro resumen resultados FV para La Cartuja. (Pág. 90).

[Figura 54] Gráfico que muestra el consumo de la planta respecto a la energía generada mes a mes durante el año. (Pág.91).

[Figura 55] Tabla paramétrica de resultados para La Almozara. (Pág. 92).

[Figura 56] Gráfico que muestra el caso de que el consumo de la planta anual respecto a la energía generada al año fuese el mismo. (Pág.93).

[Figura 57] Características generales de la planta termosolar. (Pág. 95).

[Figura 58] Datos obtenidos de una central termosolar mediante análisis de un CCP con almacenamiento en España mediante el programa informático "SAM". (Pág. 95).

[Figura 59] Tabla paramétrica de resultados obtenidos mediante CCP. (Pág. 101).

[Figura 60] Tabla resumen de resultados obtenidos de considerar igual producción y demanda. (Pág. 104).

[Figura 61] Tabla de resultados obtenidos de considerar igual superficies de producción y reales. (Pág. 105).

[Figura 62] Tabla paramétrica comparativa de la estimación de instalación fotovoltaica real con el potencial de instalación fotovoltaica hipotética. (Pág. 107).

[Figura 63] Tabla variación Índice General Nacional (IPC). (Pág. 110).

[Figura 64] Cuadro resumen de dirección descendente de la secuencia del flujo de caja. (Pág. 112).

[Figura 65] Gráfica VAN respecto a la tasa de descuento con TIR. (Pág. 115).

[Figura 66] Tabla de variables relacionadas con energía solar fotovoltaica. (Pág. 117).

[Figura 67] Tabla de variables relacionadas con energía termosolar de cilindro-parabólicos. (Pág. 117).

[Figura 68] Tabla de resultados de los análisis económicos. (Pág. 118).

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] **AGA (2010).** *El ciclo integral del agua. Asociación Española de Empresas Gestoras de los Servicios de Agua a Poblaciones.* Disponible en:
<http://www.asoaga.org> (último acceso 21/12/10)
- [2] **Aristu, I. (2009).** Artículo: *El agua de Yesa llega hoy a Zaragoza, pero la mejora se notará a mitad de semana.* Editorial Heraldo de Aragón del 22/06/2009. Disponible en:
http://www.heraldo.es/noticias/aragon/zaragoza/el_agua_yesa_llega_hoy_zaragoza_pero_mejora_notara_mitad_semana.html (último acceso 04/01/11)
- [3] **Ayto. Zaragoza (2005).** *Planta Potabilizadora de Casablanca.* Área de Urbanismo, Vivienda y Medio Ambiente. Disponible en:
http://www.unizar.es/actividades_fg/potabilizadora_con/actividad.pdf (último acceso 04/01/11)
- [4] **Ayto. Zaragoza (2009).** *Atlas Zaragoza, documento F.* Disponible en:
http://www.zaragoza.es/contenidos/Atlas_Zaragoza_2009/Atlas_F.pdf (último acceso 04/01/11)
- [5] **Ayto. Zaragoza (2009).** *Noticia: "Inaugurados los nuevos depósitos de Casablanca, principal reserva de agua potable de la ciudad" (09/06/2009).* Publicado por Ayto. Zaragoza. Disponible en:
http://www.zaragoza.es/ciudad/noticias/detalleM_Noticia?id=82008 (último acceso 11/02/11)

- [6] **Barros Merino, E. (2007).** *Estudio acoplamiento de una planta de desalación MED a un reactor PBMR (PFC).* Universidad Pontificia Comillas. Disponible en: <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/46e93020283c2.pdf> (último acceso 07/01/11)
- [7] **Bernaus, V. (2007).** *Capítulo III. Descripción EDAR.* Universidad Politécnica de Cataluña. Disponible en: <http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/5942/6/05.pdf> (último acceso 04/01/11)
- [8] **Bayod Rújula, A. A. (2009).** *Sistemas Fotovoltaicos.* Prensas universitarias de Zaragoza.
- [9] **Cámara Oficial de Comercio e Industria de Madrid (2003).** *Energía Solar Térmica en la Comunidad de Madrid.* Ed. Print A Porter, Comunicación S.L. Disponible en: <http://mesasolar.org/tecnica/Madrid.pdf> (último acceso 05/01/11)
- [10] **Ciria Repáraz, I. (2010).** *Análisis de la tecnología de concentración solar mediante colectores cilindro parabólicos para generación eléctrica (PFC).* EUITIZ (Universidad de Zaragoza).
- [11] **Cobacho, R., Cabrera, E. y Pardo, M.A. (2008).** *Necesidad de mejorar la eficiencia en la distribución y el uso de agua y energía.* ITA y Universidad Politécnica de Valencia. Disponible en: http://www.zaragoza.es/contenidos/medioambiente/cajaAzul/14S5-P1-%20Ricardo_CobachoACC.pdf (último acceso 07/01/11)

- [12] **Comité Técnico de Abastecimiento de agua potable de Gobierno de Chile, (2008).** *Proyecto de Norma en consulta pública. Agua potable, fuentes de abastecimiento y obras de captación.* INN, ISO y COPANT. Disponible en: http://www.siss.cl/articles-6083_recurso_1.pdf (último acceso 04/01/11)
- [13] **Comunidad eduambiental (2005).** *Capítulo 19: Energía Solar.* Disponible en: <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo19.pdf> (último acceso 05/01/11)
- [14] **Consorcio de Aguas de Asturias (2001).** *ETAP de Rioseco.* Ed. Gráficas Covadonga. Disponible en: <http://www.consorcioaa.com/cmscaa/export/sites/default/CAA/documentos/rioseco-procesos.pdf> (último acceso 04/01/11)
- [15] **Dejo Oricain, Natalia (2010).** *Curso de producción combinada de energía y agua: sistemas de poligeneración. Sesión de: Viabilidad económica fundamentos económicos.* Universidad de Zaragoza y Universa.
- [16] **Delgadillo, A. y Ramirez, O. (2005).** *Potabilización de aguas. Aqua Purificacion Systems.* Disponible en: <http://www.aquapurificacion.com/agua-municipal.htm> (último acceso 04/01/11)
- [17] **Dr. Romero, Manuel (2008).** *Energía Solar Termoeléctrica.* Jornadas sobre la energía: “La energía de mañana” (16-17 Octubre de 2008). Escuela Politécnica Superior de la Universidad de Girona. Disponible en: <http://www.udg.edu/LinkClick.aspx?fileticket=tFu/j3ni64s%3D&tabid=8706&language=ca-ES> (último acceso 27/01/11)

- [18] **Dr. Christoph Richter, Sven Teske y Rebecca Shor (2009).** *Energía Solar Térmica de Concentración*. Ed. SolarPACES, ESTELA y GREENPEACE I. Disponible en: http://www.solarpaces.org/Library/docs/CSP_2009_Spanish.pdf (último acceso 05/01/11)
- [19] **Dr. Valdez, E. C. (2005).** *Capítulo 6: Obras de captación de aguas subterráneas*. Apuntes de ingeniería de Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible en: http://www.ingenieria.unam.mx/~enriquecv/AAPYA/apuntes_aapya/AAPYA2_6.pdf (último acceso 04/01/11)
- [20] **Dr. Valdez, E. C. (2005).** *Capítulo 7: Obras de captación superficial. Apuntes de ingeniería*. Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible en: http://www.ingenieria.unam.mx/~enriquecv/AAPYA/apuntes_aapya/AAPYA2_7.pdf (último acceso 04/01/11)
- [21] **Entralgo, J. R. (1995).** *Políticas urbanas de saneamiento. El caso de la ciudad de Zaragoza*. Ed. Revista del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, nº 31, Saneamiento I. Disponible en: http://hispagua.cedex.es/documentacion/revistas/op/31/op31_5.htm#depuradora (último acceso 25/01/11)
- [22] **Entralgo, J. R. (2005).** *Generación de energía en el tratamiento de los residuos procedentes de la depuración de aguas residuales*. II Catálogo Aragonés de buenas prácticas ambientales. Gobierno de Aragón. Disponible en: <http://portal.aragon.es/portal/page/portal/MEDIOAMBIENTE/EDUAMB/SENSIBILIZACION/CATALOGO/INDICE/50.PDF> (último acceso 26/01/11)

- [23] **Entralgo, J. R. (2010).** *Actuaciones desarrolladas por el Ayuntamiento de Zaragoza en la mejora de la prestación de los servicios del ciclo del agua*. Ed. Ayuntamiento de Zaragoza. Disponible en:
http://www.un.org/waterforlifedecade/swm_cities_zaragoza_2010/pdf/01_suwm_conf_action_policy_municipal_day_0.pdf (último acceso 18/01/11)
- [24] **Fernandez Barrena, M. (2010).** *Energía Solar: Electricidad fotovoltaica*. Ed. Liberfactory. Disponible en: <http://books.google.es/books?id=EVHJbl1i-eMC&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false> (último acceso 05/01/11)
- [25] **Fernández Francos, J. (2007).** *Abastecimiento de agua a núcleos urbanos*. Apuntes ingeniería fluidodinámica (Dpto. IMEM, Universidad Extremadura). Disponible en:
<http://eii.unex.es/profesores/mfluidos/Docencia/Ing%20Fluidodinamica%20P%20Epanet.pdf> (último acceso 04/01/11)
- [26] **Figueiras, Pilar (2009).** *Informe anual 2009 ASIF*. ASIF Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF). Disponible en:
http://www.erasolar.es/pdf's/ASIF_Informe_anual_2009.pdf (último acceso 27/01/11)
- [27] **Flores Bados, J. (2008).** *Proyecto Sostaqua: desarrollos Tecnológicos hacia el Ciclo Urbano del Agua Autosostenible*. Aguas de Barcelona, CETaqua y CONAMA. Disponible en:
http://www.conama9.org/conama9/download/files/CTs/987984778_JFlores.pdf (último acceso 07/01/11)

- [28] **García Oca, L. (2008).** *Análisis de Ciclo de Vida en la aplicación intensiva de energías renovables en el ciclo de agua.* Universidad Politécnica de Cataluña. Disponible en:
http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/5502/1/Analisis%20de%20Ciclo%20de%20Vida_PFC.pdf (último acceso 07/01/11)
- [29] **Garrido, A. (2007).** *Agua y cambio climático (reunión de la comisión de expertos).* Región de Murcia y EPA. Disponible en:
http://www.ecorresponsabilidad.es/pdfs/orcc/agua_cambio_climatico_amalio_garrido.pdf (último acceso 07/01/11)
- [30] **González, J. (2010).** *Consumo energético en el sector del agua (estudio de prospectiva).* Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (Gobierno de España), IDAE y Fundación OPTI. Disponible en:
http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_Estudio_de_prospectiva_Consumo_Energetico_en_el_sector_del_agua_2010_020f8db6.pdf (último acceso 07/01/11)
- [31] **Hoffman, H. W. (2005).** *Energy & Water Relationships, Working together to promote water conservation.* California Energy Commission. November 2005 CEC-700-2005-011-SF
- [32] **Ibañez Plana, M., Rosell Polo, J. R. y Rosell Urrutia, J.I. (2005).** *Tecnología Solar.* Ed. Mundi-prensa libros. Disponible en:
<http://books.google.es/books?id=C1YKKKpKLi0C&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false> (último acceso 05/01/11)

- [33] **Jäger-Waldau, Arnulf (2008).** *PV Status Report 2008*. JRC European Commission and Institute for Energy. Disponible en:
<http://sunbird.jrc.it/refsys/pdf/PV%20Report%202008.pdf> (último acceso 27/01/11)
- [34] **Klein, G. (2005).** *California's Water- Energy Relationship (2005b)*. California Energy Commission (CEC).
- [35] **La Razón (2006).** *El agua en la ciudad*. Periódico la Razón del 27/08/2006. Disponible en:
http://www.epamurcia.org/imagenes/agua/20071231000P%C3%A1ginas_de_el_agua_en_la_ciudad2-2.pdf (último acceso 04/01/11)
- [36] **López-Cózar, J.M., (2006).** *Manuales de energías renovables: Energía Solar Térmica*. Ed. IDAE. Disponible en:
http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_10374_Energia_solar_termica_06_8a90370e.pdf (último acceso 07/01/11)
- [37] **Lora García, J. (2010).** *Consumo energético de los tratamientos del agua*. Grupo Prometeo, ITA y Universidad Politécnica de Valencia.
- [38] **Luzón Gil, J., (2010).** *Influencia del proceso de oxidación en el tratamiento de aguas de abastecimiento (PFC)*. E.U.I.T.I.Z. (Universidad de Zaragoza). Disponible en: <http://zaquan.unizar.es/TAZ/EUITIZ/2010/5493/TAZ-PFC-2010-426.pdf> (último acceso 07/01/11)
- [39] **Madridsolar (2006).** *Guía de la energía solar*. Consejería de Economía de la Comunidad de Madrid y Obra Social Caja Madrid. Disponible en:

http://www.obrasocialcajamadrid.es/Ficheros/CMA/ficheros/OSMedio_GuiaEnergiaSolar.PDF (último acceso 17/01/11)

- [40] **Mariña, A. (2004).** *Captación de las aguas urbanas.* Agenda 21 y Concello de Burela (Lugo). Disponible en: <http://www.burela.org/agenda21/04-01.htm> (último acceso 04/01/11)

- [41] **Martínez Gracia, Amaya (2009).** *Exergy cost assessment of water resources: Physical hidronomics.* (Tesis Doctoral). Universidad de Zaragoza.

- [42] **Martínez Lorente, F. (2003).** *El ciclo del agua.* Instituto Nacional de Meteorología. Disponible en: <http://www.meteored.com/ram/799/meteorologia-ivel-vapor-de-agua-y-su-influencia-en-los-fenmenos-meteorolgicos> (último acceso 21/12/10)

- [43] **Mendez Muñiz, J.M. y Cuervo Gacía. R. (2008).** *Energía solar térmica.* Ed. FC y ECA (Instituto de Tecnología y Formación). Disponible en: http://books.google.es/books?id=9I2IOQTRe1UC&printsec=frontcover&source=gb_s_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false (último acceso 07/01/11)

- [44] **Mendez Muñiz, J.M. y Cuervo García, R. (2007).** *Energía solar fotovoltaica.* ECA, Instituto de Tecnología y Formación. Ed. FC, 2ª edición. Disponible en: <http://books.google.es/books?id=GZh1DGUQoOUC&printsec=frontcover#v=onepage&q&f=false> (último acceso 05/01/11)

- [45] **Murgui, M., Pardo, M. A., Cabrera R., E. y Cabrera M., E. (2009).** *Estimación del consumo de energía ligado al uso del agua en la ciudad de Valencia.*

Disponible en: <https://www.ita.upv.es/idi/descargaarticulo.php?id=224> (último acceso 07/01/11)

- [46] **Palacios Izaguirre, J. (2010).** *EDAR La Cartuja (Zaragoza)*. Ed. Unión Temporal de Empresas de la Depuración de Zaragoza (UTEDEZA) y VEOLIA Agua. Disponible en: http://catedramln.unizar.es/conferencias/tratamiento_agua_2010/Palacios.pdf (último acceso 18/01/11)
- [47] **Pardo Picazo, M. A. (2010).** *Influencia de los costes del agua y la energía en la renovación de tuberías* (Tesis Doctoral). Universidad Politécnica de Valencia. Disponible en: <http://dspace.upv.es/xmlui/bitstream/handle/10251/8426/tesisUPV3310.pdf?sequence=1> (último acceso 07/01/11)
- [48] **Rogalla, F., Varela, C. e Icaran, P. (2009).** *Procesos emergentes de depuración para el aprovechamiento energético del agua residual*. Aqualia. Disponible en: http://aca-web.gencat.cat/aca/documents/ca/jornadatecnica004/10_rogalla.pdf (último acceso 11/01/11)
- [49] **Romero Tous, M. (2009).** *Energía solar térmica*. Ed. CEAC. Disponible en: http://books.google.es/books?id=K6Z_xtq9J0cC&printsec=frontcover&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false (último acceso 07/01/11)
- [50] **Rouge, P. (2008).** *Evaluación técnica y económica de las tecnologías de regeneración de aguas*. Aguas de Barcelona y SOREA. Disponible en:

- <http://www.esamur.com:81/documentos/documento4.pdf> (último acceso 07/01/11)
- [51] **Rueda, Fernando (2005).** *Energía Solar una alternativa potencial en Castilla La Mancha*. Iberdrola Ingeniería y Consultoría, S.A. Disponible en: <http://www.uclm.es/area/amf/Antoine/Fusion/Energia%20Solar.pdf> (último acceso 28/01/11)
- [52] **Sala, Lluís (2007).** *Balances energéticos ciclo urbano del agua en la Costa Brava*. Disponible en: http://www.ccbqi.org/docs/valencia_2007/valencia_2007_sala.pdf (último acceso 07/01/11)
- [53] **Santos, J.A. (2001).** *Esquema EDAR*. Publicado por www.geocities.com Disponible en: <http://platea.pntic.mec.es/jojimene/EsquemaEDAR.PDF> (último acceso 04/01/11)
- [54] **Simón Andreu, P. J., (2010).** *Eficiencia energética en el tratamiento de aguas residuales*. Consejería de Agricultura y Agua de la Región de Murcia y ESAMUR. Disponible en: <http://www.esamur.com:81/ponencias/ponencia85.pdf> (último acceso 10/01/11)
- [55] **Téllez, Félix (2010).** *Jornadas energía solar termoeléctrica*. Colegio Ingenieros Técnicos Industriales de Madrid. Ed. Plataforma Solar de Almería, Ciemat y Ministerio de Educación y Ciencia de España. Disponible en: http://www.solarweb.net/forosolar/downloads//ec_tmp/SolarTermoelectrica_ColegiolnTeclnd_Madrid_v4.pdf (último acceso 27/01/11)

- [56] **Trujillo Serrano, P. J., (2009).** *Sistema fotovoltaico autónomo para casa de campo en Colmenar (Málaga, España)* (Trabajo fin de master). Universidad Internacional de Andalucía. Disponible en:
http://dspace.unia.es/bitstream/10334/502/1/0116_Trujillo.pdf (último acceso 27/01/11)
- [57] **Uche, J. y Valero, A. (2006).** *La desalación como alternativa al PHN*. Circe y Universidad de Zaragoza. Disponible en:
<http://circe.cps.unizar.es/spanish/isgwes/spain/desala.pdf> (último acceso 04/01/11)
- [58] **UGT Aragón, (2008).** *La gestión y la eficiencia del uso del ciclo integral del agua en la ciudad de Zaragoza*. Disponible en:
<http://aragon.ugt.org/mambiente/Agua/LIBRO%20MONTAJE.pdf> (último acceso 04/01/11)
- [59] **Zabalza, I., Aranda, A., Scarpellini, S., Llera, E., Martínez, A., (2008).** *Energías renovables en Aragón*. CIRCE, CREA, CAI y Cámaras Aragón. Disponible en:
<http://www.crea.es/economia/pdf/Energias%20Renovables%20en%20Aragon.pdf> (último acceso 10/02/11)

